



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Optimização da Exploração de Centrais Hidroeléctricas Inserção no Mercado Bilateral

Carolina Neves Duarte

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor Sílvio José Pinto Simões Mariano
Co-orientador: Prof. Doutora Maria do Rosário Alves Calado

Covilhã, Outubro de 2010

Dedicatória

Aos meus pais, Guilhermino e Maria da Luz, e ao meu irmão, Bruno.

Agradecimentos

Desejo, sinceramente, expressar o meu maior agradecimento ao Professor Doutor Sérgio José Pinto Simões Mariano, pela disponibilidade, amabilidade e profissionalismo demonstrados, concretizados no modo como me orientou no desenvolvimento do trabalho. Agradeço, ainda, o apoio e confiança depositados em mim, que me motivaram e incentivaram a realizar e finalizar, com sucesso, esta tese.

Desejo, também, estender esses agradecimentos à Professora Doutora Maria do Rosário Alves Calado pela colaboração prestada.

A todos os docentes que contribuíram para o meu conhecimento, os meus agradecimentos.

À minha família, em especial, cujo apoio foi imprescindível para chegar até aqui.

Por último, aos meus colegas e amigos agradeço pelo companheirismo demonstrado ao longo de todos estes anos.

Obrigada.

Resumo

A tese incide sobre o problema de optimização de exploração de uma central hidroeléctrica, no contexto actual da reestruturação do sector eléctrico, face aos desafios surgidos pelo aparecimento de novos mercados de energia eléctrica.

A opção pela utilização de programação dinâmica, permite testar todas as possibilidades de decisão e escolher as melhores. Garante-se assim que os resultados são óptimos e globalmente óptimos. Neste seguimento, foi formulada uma função objectivo do problema que possibilitasse a minimização dos custos e, se possível, a obtenção de benefícios na produção. Com fins ilustrativos, foi analisado o problema de afectação de unidades em centrais hidroeléctricas e obtiveram-se curvas características para a central, que permitem verificar o seu comportamento face às variáveis utilizadas.

Apresenta-se como exemplo escolhido, para análise dos resultados, a central hidroeléctrica de Belver e através de métodos visuais realizaram-se dois cenários possíveis, com quatro estudos para quatro pontos de funcionamento da central, alterando a afluência e a tarifa de funcionamento nas horas de vazio. Esta última opção procura satisfazer os novos desafios decorrentes da nova estrutura organizativa do Sistema Eléctrico Nacional que levou ao desenvolvimento de um mercado *spot*.

Palavras-chave

Afectação de unidades, Comportamento da Central Hidroeléctrica, Mercados de Energia Eléctrica, Optimização da Exploração, Planeamento Operacional, Reestruturação do Sector Eléctrico, Relaxação Lagrangeana, Sistema de Energia Eléctrica.

Abstract

This thesis focuses on the problem of optimizing an exploitation of a hydroelectric power plant, in the context of the current restructuring of the electric sector, given the challenges encountered by the emergence of new markets of electrical power.

The option to use dynamic programming, allows us to test all possibilities of decision and choose the best one. This ensures that results are optimal and globally optimal. Thus, an objective function of the problem was formulated to allow cost minimization and, if possible, to obtain production benefits. For illustrative purposes, was analyzed the problem of units allocation in hydroelectric plants and obtained characteristic curves for the central, allowing to verify its performance in relation to the variables used.

For results analysis, the Belver hydroelectric plant was chosen as an example and through visual methods it was held two possible scenarios, with four studies for four operating point of the plant, changing the inflow and operation rate in off-peak hours. This last option seeks to meet the new challenges arising from the new organizational structure of the Sistema Eléctrico Nacional (National Electric System) that led to the development of a *spot* market.

Keywords

Resource Scheduling, Hydroelectric Plant Performance, Electric Power Markets, Optimization, Power Production Planning, Electric Power Industry Restructuring, Lagrangian Relaxation, Power Systems.

Índice

Capítulo 1 - Introdução	1
Introdução	1
Enquadramento	1
Motivação	3
Organização do texto	4
Notação	4
Capítulo 2 - Formulação do Problema	7
Introdução	7
Formulação	7
Afectação de unidades em centrais hidroeléctricas	10
Formulação do problema	11
Exemplo ilustrativo	13
Ilustração do Problema (\mathfrak{Z})	21
Conclusão	24
Capítulo 3 - Utilização Actual - A Central Hidroeléctrica de Belver	25
Introdução	25
Exemplos de funcionamento	25
Primeiro caso	25
Segundo caso	31
Terceiro caso	37
Quarto caso	43
Conclusões	50
Capítulo 4 - Inserção num mercado cujo preço de energia eléctrica possa ser alterado	51
Introdução	51
Exemplos de funcionamento	51
Primeiro caso	52
Segundo caso	57
Terceiro caso	63
Quarto caso	69
Conclusões	76
Capítulo 5 - Conclusão	77
Conclusões principais	77
Direcções de investigação	78
Referências Bibliográficas	79
Anexo I - Características da Central Hidroeléctrica de Belver	80
Anexo II - Valores referentes ao estudo realizado no Capítulo 3	82
Anexo III - Valores referentes ao estudo realizado no Capítulo 4	88

Lista de Figuras

Figura 2.1 Representação gráfica da função objectivo.	9
Figura 2.2 Curvas características referentes a uma das unidades da central.	15
Figura 2.3 Curvas características da central com queda constante.	16
Figura 2.4 Curvas características da central a potência constante e respectiva afectação óptima de unidades.	17
Figura 2.5 Relação entre a cota e o volume do reservatório.	18
Figura 2.6 Relação entre o caudal máximo que pode ser turbinado e a queda.	19
Figura 2.7 Relação entre a potência máxima obtida e a queda.	20
Figura 2.8 Relação entre o rendimento e a queda.	21
Figura 2.9 Perfil óptimo de exploração.	22
Figura 2.10 Função de custo mínimo e função de desvio.	23
Figura 3.1 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	26
Figura 3.2 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	27
Figura 3.3 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	28
Figura 3.4 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	29
Figura 3.5 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	30
Figura 3.6 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	31
Figura 3.7 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	32
Figura 3.8 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	33
Figura 3.9 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas.	34
Figura 3.10 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	35
Figura 3.11 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	36
Figura 3.12 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	37
Figura 3.13 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	38
Figura 3.14 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	39
Figura 3.15 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	40
Figura 3.16 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	41
Figura 3.17 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	42
Figura 3.18 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	43
Figura 3.19 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	44
Figura 3.20 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	45
Figura 3.21 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	46
Figura 3.22 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	47
Figura 3.23 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	48
Figura 3.24 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	49
Figura 4.1 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	52
Figura 4.2 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	53
Figura 4.3 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	54
Figura 4.4 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	55
Figura 4.5 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	56
Figura 4.6 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o primeiro caso.	57
Figura 4.7 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	58
Figura 4.8 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	59
Figura 4.9 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas.	60
Figura 4.10 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	61
Figura 4.11 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	62
Figura 4.12 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o segundo caso.	63
Figura 4.13 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	64

Figura 4.14 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	65
Figura 4.15 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	66
Figura 4.16 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	67
Figura 4.17 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	68
Figura 4.18 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o terceiro caso.	69
Figura 4.19 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	70
Figura 4.20 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	71
Figura 4.21 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	72
Figura 4.22 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	73
Figura 4.23 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	74
Figura 4.24 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o quarto caso.	75

Capítulo 1 - Introdução

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma introdução ao problema em estudo, minimizar os custos (ou maximizar os benefícios) de produção de energia eléctrica numa central hidroeléctrica, no contexto actual que se caracteriza pelo aparecimento de novos mercados de energia eléctrica. Enunciam-se as ideias fundamentais que motivaram a abordagem deste tema e expõem-se os objectivos a alcançar e que representam o âmbito desta tese.

Enquadramento

É de grande importância, hoje em dia, aproveitar ao máximo os recursos que a natureza nos oferece pois estamos, cada vez mais, dependentes de energia. Ao longo do tempo demos mais importância a energias consideradas não renováveis (combustíveis fósseis, nucleares, ...) mas estas são finitas, escassas e cada vez mais caras. É por isso que a utilização de energias renováveis é considerada muito importante. São recursos naturais em constante renovação e que por isso mesmo se tornam inesgotáveis. Apenas necessitam de ser transformados para poderem ser utilizados por todos. Para isso são utilizadas centrais hídricas, eólicas, fotovoltaicas, entre outras [1]. Neste trabalho abordaremos apenas a primeira.

As centrais hidroeléctricas são a aplicação mais usada na transformação da energia hídrica em energia eléctrica. A passagem da água de um local a uma determinada altura para um outro a uma altura inferior provoca a movimentação das pás dos geradores que transformam esse movimento em energia eléctrica. É uma energia não poluente, mas possui problemas resultantes da sua construção pois pode originar mudanças tanto na paisagem como na vida animal circundante.

Este tipo de obtenção de energia aumenta a estabilidade e confiança do sistema eléctrico. A capacidade que as unidades de geração têm de passarem do estado inactivo para a produção máxima, de forma rápida e previsível, permite-lhes atender às necessidades dos consumidores, tanto em horas de pico, como restabelecer a energia depois de uma falha da mesma.

Para além dos óbvios interesses a nível de produção de electricidade existem ainda outros benefícios que importa salientar. A construção de centrais hidroeléctricas contribui para o armazenamento de água potável, na medida em que os reservatórios colectam a água da chuva utilizada para consumo ou para irrigação. Este procedimento permite, através de uma correcta gestão, proteger a sociedade contra perigos de seca ou inundações.

Com um tempo médio de vida de 50 a 100 anos, as centrais hidroeléctricas são investimentos a longo prazo que beneficiarão diversas gerações. Podem ser facilmente actualizadas para

incorporar tecnologias mais recentes e têm custos muito baixos de operação e manutenção [2].

Tendo em consideração a história do desenvolvimento eléctrico no nosso país, podemos verificar que a mesma está em constante reestruturação. Passou-se de uma empresa monopolista para a coexistência de várias empresas privadas que funcionam em áreas geográficas definidas e têm como objectivo assegurar tanto a produção como o transporte e a distribuição de energia eléctrica [3,4].

Assim, a reestruturação do sector eléctrico introduziu concorrência na produção de energia eléctrica, bem como a possibilidade dos consumidores (clientes não vinculados) poderem escolher qual a companhia (produtores não vinculados) que melhor os satisfaz no fornecimento de energia eléctrica. Neste novo enquadramento, problemas que antes não despertavam atenção assumem agora importância relevante na gestão de sistemas de energia eléctrica. Entre estes problemas encontra-se o de optimizar a exploração de uma central hidroeléctrica.

O problema de optimização, quer pela diversidade de recursos existentes, quer pela dimensão do próprio sistema, apresenta algumas características que conduzem a um problema de programação matemática de excessivo porte e de difícil resolução. É um problema que envolve milhares de decisões de natureza discreta e contínua, onde todas as unidades disponíveis para produzir energia são consideradas, e a combinação óptima das unidades que vão operar é então determinada.

Afectação óptima de unidades hídricas

De todos os métodos aplicados ao longo dos anos para a resolução deste problema o que encontrou maior adesão foi o método baseado em técnicas de optimização dual de Lagrange também conhecido como relaxação Lagrangeana [5].

Este método possui ainda uma grande dificuldade que persiste: depende do processo de tentativa e erro. A sua resolução é assim muito demorada e dependente da experiência do utilizador.

Hoje ainda não é possível encontrar um método que resolva este problema de forma eficiente e, mesmo para um problema de pequenas dimensões, pode não ser possível encontrar uma solução exacta. Acresce que factores como a capacidade de memória e o tempo de execução, os quais aumentam com a dimensão do problema, podem conduzir a um nível onde seria impossível a sua computação.

Outros métodos, tais como a programação linear e a programação não linear, foram utilizados como alternativos à programação dinâmica. Os mais utilizados foram os métodos de programação linear. Estes métodos permitem a fácil inclusão de restrições complicadas, tais como a equação de balanço de água, limites mínimo e máximo da capacidade dos reservatórios, fluxos de água no rio, a turbinar e de descarga, entre outras restrições.

No que concerne à função objectivo, estes métodos foram desenhados para suportarem funções lineares mas podem facilmente utilizar-se funções convexas, lineares por troços, que

representam as curvas características de caudal turbinado versus potência gerada. O inconveniente de utilizar estes métodos resulta do facto de em muitos aproveitamentos hidroeléctricos, a potência gerada não ser só função do caudal turbinado mas também da queda [6,7].

O que se pretende atingir, por um lado, não é maximizar a produção, nem é satisfazer o perfil de carga – o objectivo é minimizar os custos (ou maximizar os benefícios) de produção no contexto dos novos mercados de energia eléctrica, em particular o mercado bilateral.

Motivação

A motivação para abordar o tema de afectação óptima de unidades hídricas assenta sobre dois argumentos.

O primeiro argumento consiste no facto de ser de grande importância na produção de energia eléctrica na medida em que permite um melhor aproveitamento dos recursos humanos utilizados e proporciona um maior lucro à empresa que melhor solução encontrar.

O segundo argumento consiste no facto de o sector de energia eléctrica se encontrar em constante reestruturação, fazendo com que o problema do planeamento operacional assuma novas exigências e questionando a maior ou menor eficácia dos métodos já existentes.

Analisando o primeiro argumento não podemos só focar-nos em encontrar a solução óptima. É necessário também conseguir melhorar os sistemas computacionais existentes para que seja mais fácil e mais rápido encontrar a resposta óptima ao problema.

Estes sistemas computacionais auxiliam e suportam todas as acções relativas à optimização de todos os recursos.

Analisando o segundo argumento podemos referir que o mesmo foca-se nos benefícios para os consumidores e em como dar respostas aos novos desafios que a reestruturação do sector eléctrico veio trazer às empresas produtoras de energia eléctrica. É neste sentido que podem aparecer empresas produtoras, compostas por uma ou mais centrais, inseridas num mercado de energia eléctrica. Estas empresas têm que proceder à exploração óptima e suportar as suas decisões de exploração em programas computacionais que permitam a sua optimização.

A tese incide sobre a interpretação das técnicas de optimização, pretendendo contribuir para a sua evolução no contexto da reestruturação do sector eléctrico. Pretende-se ao longo da tese concluir as seguintes tarefas:

- T1 ilustrar a interpretação geométrica das técnicas de optimização quando aplicadas ao problema de afectação óptima de unidades;
- T2 contribuir para a resolução do problema de optimização;
- T3 compreender as bases teóricas do mercado de energia eléctrica com base em resultados numéricos de simulação;
- T4 dar resposta às exigências de optimização da exploração, no novo contexto da reestruturação do sector eléctrico, de empresas produtoras de energia eléctrica.

Organização do texto

O texto da tese está organizado em cinco capítulos. O Capítulo 2 é destinado à formulação do problema. Os Capítulos 3 e 4 são destinados à descrição de aspectos de solução do problema e respectiva ilustração. O Capítulo 5 conclui a tese. Apresenta-se de seguida uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é descrito e enunciado o problema de afectação óptima de unidades de uma central hidroeléctrica. A formulação do problema conduz a um problema de optimização matemática, onde é encontrada uma função objectivo que envolve o custo de operação durante o período de afectação, e onde são apontadas as diversas restrições impostas pelo sistema a satisfazer no problema de optimização.

No Capítulo 3 faz-se uma análise do comportamento da central recorrendo a exemplos ilustrativos. É analisado o comportamento de um produtor não vinculado (um produtor com uma central hidroeléctrica como recurso de exploração) inserido num mercado de energia eléctrica. Os exemplos apresentados têm por base um exemplo real.

No Capítulo 4 faz-se uma análise do comportamento da central recorrendo a exemplos ilustrativos. É analisado o comportamento de um produtor não vinculado (um produtor com uma central hidroeléctrica como recurso de exploração) inserido num mercado cujo preço de energia eléctrica possa ser alterado. Esta análise tem por objectivo verificar, por comparação dos resultados obtidos, quais as suas vantagens e desvantagens.

No Capítulo 5 enunciam-se as conclusões principais e apontam-se direcções em que pode ser desenvolvido trabalho de investigação de interesse relevante, no sentido de melhorar ou propor novos algoritmos de solução do problema de afectação de unidades.

Notação

As expressões, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas, e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo. A identificação de problema é representada por letras maiúsculas manuscritas entre parênteses. A identificação de expressões é representada entre parênteses curvos (), e a identificação das referencias bibliográficas é representada entre parênteses rectos [].

Apresenta-se a seguir uma lista abreviada de definições dos símbolos utilizados, já que os mesmos são sempre definidos aquando da sua introdução ao longo do texto.

Lista de funções

f_k : função de custo (função de penalização ou benefício conforme o cumprimento do contrato a cada hora k)

q_{ji} : função determinante do caudal turbinado pela unidade j na curva i

Lista de conjuntos

U_k : universo de fazibilidade das unidades da central e do reservatório.

Lista de escalares e vectores

δ_k : desvio da potência em relação ao contratado em cada hora k

t_{jk} : tarifa tipo j na hora k

P_N : potência nominal da central

P_{ik} : potência entregue pela unidade i na hora k

D_k : potência de carga contratada na hora k

q_{ji} : caudal turbinado em $(m^3 s^{-1})$ pela unidade j na curva i

p_{ji} : potência gerada em (MW) pela unidade j na curva i

h_i : altura de queda da curva i

N : número de unidades

u_j : variável de decisão de unidade j

p_j : potência gerada em (MW) pela unidade j

P : potência total gerada pela central hidroeléctrica

p_{ji}^{\min} : potência mínima da unidade j na curva i

p_{ji}^{\max} : potência máxima da unidade j na curva i

p_j^{\min} : potência mínima da unidade j (para qualquer curva i)

p_j^{\max} : potência máxima da unidade j (para qualquer curva i)

q_{ji}^{\min} : caudal mínimo da unidade j na curva i

q_{ji}^{\max} : caudal máximo da unidade j na curva i

Lista de símbolos identificadores de problemas

(\mathfrak{S}) Problema de optimização da exploração de uma central hidroeléctrica

(H) Problema de afectação de unidades em centrais hídricas

Capítulo 2 - Formulação do Problema

Introdução

O sector eléctrico em Portugal tem estado em recorrente reestruturação. A situação actual assenta sobre a coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e de um Sistema Eléctrico Independente (SEI). Inserido no SEI encontra-se o caso em estudo: Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV). Fazem parte do SENV todos os produtores não vinculados, os distribuidores não vinculados e os clientes não vinculados. As relações comerciais entre estes são estabelecidas livremente. Relações comerciais entre SENV e SEP estão reguladas. O relacionamento comercial pode ser efectuado bilateralmente através de contratos bilaterais físicos, contratos de curta duração e contratos de garantia de abastecimento, ou através do sistema de ofertas [a]. Através destas medidas possibilitou-se a introdução de concorrência na produção de energia eléctrica, bem como a possibilidade dos consumidores, neste caso clientes não vinculados, escolherem a companhia (produtores não vinculados) que lhes iria fornecer energia eléctrica. O problema de optimização da exploração de centrais hidroeléctricas assume aqui uma evidente importância. Neste capítulo é feita a sua formulação e posteriormente a sua resolução com objectivos ilustrativos. Inserido neste estudo surge ainda o problema da afectação de unidades em centrais hídricas que é aqui resolvido de forma óptima.

Formulação

Um produtor não vinculado, que tenha estabelecido um contrato bilateral com um cliente não vinculado, deve colocar energia na rede (assumindo que há condições para esse efeito) de forma a cumprir esse mesmo contrato. Este contrato representa, para o produtor não vinculado, o programa de exploração da sua central, ou seja, a potência que este se compromete a fornecer à rede, em cada hora, durante um dia. Se o contrato não for cumprido, quer por defeito quer por excesso, resultará em custos ou proveitos em função do respectivo desvio. Este desvio é calculado com base na potência nominal P_N que o produtor tem instalada e resulta da diferença entre os valores contratados e os fornecidos na prática. No caso em estudo, o produtor não vinculado é responsável por uma única central hidroeléctrica cuja exploração pretende gerir de forma óptima durante o período do contrato (um dia). Assim, o problema de optimização da exploração da central hidroeléctrica engloba o perfil de carga contratado, as penalizações referentes ao desvio do perfil de carga contratado e as próprias restrições da central hidroeléctrica. A resolução deste problema permite obter o perfil óptimo da sua exploração. O objectivo não será satisfazer exactamente

o perfil contratado, mas sim minimizar custos e, se possível, obter benefícios na produção. Sendo assim, a formulação do problema (3) é a seguinte:

$$(3) \text{ Min } \sum_{k=1}^K f_k(\delta_k) \quad (2.1)$$

Sujeito a

$$\delta_k \in U_k$$

Sendo

f_k : Função de custo (função de penalização ou benefício conforme o cumprimento do contrato a cada hora k)

δ_k : Desvio da potência em relação ao contratado em cada hora k

U_k : Universo de fazibilidade das unidades da central e do reservatório. Inclui as restrições de operação tais como limites de potência e as restrições de limites de cota (cota mínima, cota máxima e cota final)

A função objectivo do problema (3), representada na Figura 2.1, resulta de uma soma de funções, uma para cada hora k , e cada função $f_k : \Re \rightarrow \Re$ é definida da seguinte forma:

$$f_k(\delta_k) = \begin{cases} -\delta_k t_{3k} & \text{se } \delta_k < -\beta P_N \\ -\delta_k t_{2k} & \text{se } -\beta P_N < \delta_k < -\alpha P_N \\ -\delta_k t_{1k} & \text{se } -\alpha P_N < \delta_k < \alpha P_N \\ 0 & \text{se } \alpha P_N < \delta_k \end{cases} \quad (2.2)$$

Em que

$$\beta > \alpha \text{ para } \beta \in \Re^+ \text{ e } \alpha \in \Re^+ \quad (2.3)$$

e

$$\delta_k = \sum_{i=1}^I P_{ik} - D_k \quad (2.4)$$

Onde

t_{jk} com $t \in \Re^+$ e $j = \{1, 2, 3\}$: tarifa tipo j na hora k

P_N : potência nominal da central

P_{ik} : potência entregue pela unidade i na hora k

D_k : potência de carga contratada na hora k

Como foi já referido, a função objectivo pode ser uma função de penalização ou de proveito dependendo do cumprimento do contrato estabelecido. Esta penalização ou proveito depende do desvio e é sempre linear. Os coeficientes angulares de cada penalização são dados por t_{jk} e obedecem à seguinte relação: $t_{3k} < t_{2k} < t_{1k}$. Ou seja, para desvios menores do que $\alpha \times 100\%$ podemos obter proveito ou penalização conforme a tarifa t_{1k} ; para desvios negativos entre $\alpha \times 100\%$ e $\beta \times 100\%$ a penalização é crescente (conforme a tarifa t_{2k}) e é ainda agravada para desvios negativos superiores a $\beta \times 100\%$ (conforme a tarifa t_{3k}); para desvios positivos acima de $\alpha \times 100\%$ não existe proveito ou penalização.

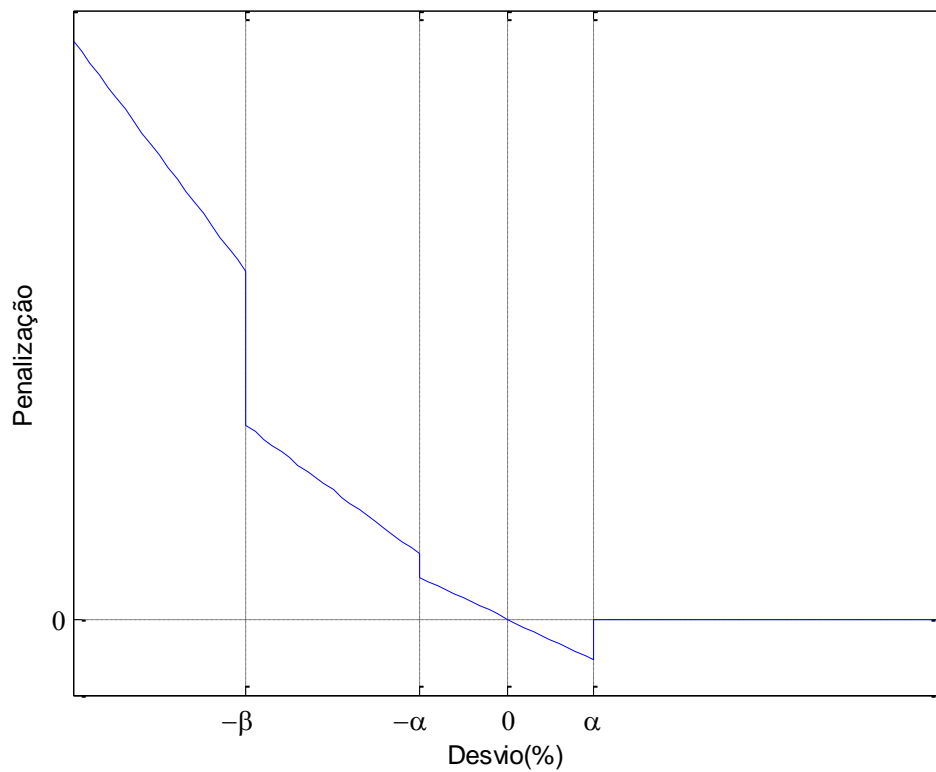


Figura 2.1 Representação gráfica da função objectivo.

Como se pode verificar, cada uma das funções parcelares f_k é não linear, não convexa e não contínua. Estas propriedades da função f_k dificultam a resolução do problema (3) e obrigam a uma optimização fora do domínio da programação não linear normalmente utilizada. O método aqui utilizado para ultrapassar essa dificuldade testa todas as possibilidades de decisão e escolhe a melhor. Este método é conhecido como o método de enumeração

implícita. Conseguimos garantir com a utilização deste método que os resultados obtidos são óptimos e globalmente óptimos. A desvantagem deste método é a necessidade de se trabalhar com um espaço discretizado, o que implica a utilização de mais memória para o processamento dos resultados e o gasto de um tempo superior de execução. Para evitar que o tempo de execução torne a utilização deste método inviável é necessário um rigor na implementação do algoritmo e uma estrutura de dados eficaz. Desta forma é possível reduzir o tempo da execução do algoritmo pois estamos a reduzir operações que, por serem repetitivas, conduzem a um aumento do tempo de execução.

Na resolução do problema (3), é essencial conhecer a melhor combinação de unidades para cada nível de cota e para cada possível caudal a turbinar, ou seja, qual é a combinação que corresponde ao máximo rendimento energético (para esse caudal e queda) e qual a potência afectada a cada unidade, ou seja, é um problema de afectação de unidades em centrais hidroeléctricas e será abordado a seguir.

Afectação de unidades em centrais hidroeléctricas

Com a introdução de concorrência na produção de energia eléctrica tornou-se vital rentabilizar os recursos disponíveis. Para isso, a central hidroeléctrica terá que encontrar a forma óptima de afectar as suas unidades. Essa forma óptima resulta da minimização do caudal turbinado para a geração de um valor de potência, qualquer seja a cota de montante e a cota de jusante, de maneira a fornecer a energia contratada a um custo mínimo.

Este problema pode assumir maior ou menor complexidade dependendo das características das unidades. Existem casos de centrais hidroeléctricas com várias unidades diferentes. Cada unidade é caracterizada por uma relação, não linear e não convexa, de três variáveis: potência, caudal e queda. A utilização de uma optimização convencional para decidir quais os geradores que devem ser utilizados, com que caudal e com que queda não pode assim ser aplicada. Torna-se, assim, necessário enumerar as combinações de unidades e, em cada uma, optimizar para o valor óptimo de produção de cada unidade. Conseguimos assim encontrar a melhor combinação para cada caudal e para cada queda. Podemos ainda referir que o problema terá uma dificuldade acrescida já que existe uma dependência não linear da queda em relação ao caudal turbinado, uma vez que devido à cota de jusante, quanto maior for o caudal turbinado, maior será a perda de queda (menor será a queda útil). Este efeito conduz a uma perda de rendimento e, deste modo, a uma perda de potência fornecida pelas unidades à medida que o caudal turbinado aumenta.

Formulação do problema

Enunciado

Pretende-se escolher uma decisão admissível para a afectação das unidades hídras que seja a melhor do ponto de vista de racionalidade económica. São consideradas todas as restrições impostas, ou seja, as que são atribuídas a cada unidade e as que são atribuídas ao conjunto de várias unidades.

Este problema implica obter todas as decisões admissíveis e classifica-las consoante a sua eficácia na resolução do problema, de maneira a conseguirmos escolher a melhor solução. A sua formulação conduz a um problema de programação matemática, não linear, que é descrito de seguida.

Formulação matemática

Esta formulação é referente a uma central hidroeléctrica com N unidades. Como já foi referido, cada unidade é caracterizada por uma relação entre três variáveis: potência, caudal e queda. Se nesta relação mantivermos a queda constante, cada unidade j é caracterizada por um conjunto de curvas. O número de curvas I aumenta com o aumento de níveis de discretização considerados para a queda.

Cada curva i , da unidade j , com queda $h_i = c^{te}$ é da forma

$$q_{ji} = f(p_{ji}, h_i = c^{te}) \quad (2.5)$$

$$i = 1, \dots, I \text{ e } j = 1, \dots, N$$

Onde

q_{ji} : caudal turbinado em ($m^3 s^{-1}$) pela unidade j na curva i

p_{ji} : potência gerada em (MW) pela unidade j na curva i

h_i : altura de queda da curva i

A comparação entre as diversas decisões admissíveis é feita através de uma função, a função objectivo. A função objectivo que melhor se adapta a este problema é uma medida do caudal turbinado, já que neste caso esse caudal representa o custo de operação. Assim, o problema de afectação de unidades hídras pode ser colocado da seguinte forma:

Dado um conjunto de unidades numa central hidroeléctrica pretende-se minimizar o custo de operação sujeito a:

- 1) Potência que a central se comprometeu a entregar - restrição correspondente ao conjunto de unidades,
- 2) Potências mínima e máxima que cada unidade consegue entregar à rede - restrição correspondente à própria unidade,
- 3) Caudais mínimo e máximo que cada unidade consegue turbinar - restrição correspondente à própria unidade.

O problema (H) de afectação de unidades hidroeléctricas pode assim ser descrito na seguinte forma:

$$(H) \min \left(\sum_{j=1}^N q_{ji} (p_{ji}, h_i, u_j) \right) \quad (2.6)$$

Sujeito a

$$\sum_{j=1}^N p_j = P \quad (2.7)$$

$$p_{ji}^{\min} < p_{ji} < p_{ji}^{\max} \cap p_j^{\min} < p_j < p_j^{\max} \quad (2.8)$$

$$q_{ji}^{\min} < q_{ji} < q_{ji}^{\max} \quad (2.9)$$

Onde

$$u_j \in U_j \quad j = 1, \dots, N \quad (2.10)$$

Os símbolos utilizados têm o seguinte significado:

N : número de unidades

q_{ji}, p_{ji} e h_i : símbolos já definidos em (2.5)

u_j : variável de decisão de unidade j

p_j : potência gerada em (MW) pela unidade j

P : potência total gerada pela central hidroeléctrica

p_{ji}^{\min} e p_{ji}^{\max} : potência mínima e máxima da unidade j na curva i

p_j^{\min} e p_j^{\max} : potência mínima e máxima da unidade j (para qualquer curva i)

q_{ji}^{\min} e q_{ji}^{\max} : caudais mínimo e máximo da unidade j na curva i

As expressões de (2.6) a (2.10) são interpretadas da seguinte forma:

- A expressão (2.6) representa o valor total do caudal e indica que para um valor de potência gerada P e para uma queda h_i , o caudal turbinado depende da afectação de unidades;
- A expressão (2.7) representa a potência que a central hidroeléctrica entrega à rede com as unidades que se encontram afectadas;
- A expressão (2.8) resulta da intersecção das potências mínima e máxima que a unidade j consegue gerar na curva i , com as potências mínima e máxima que, qualquer que seja a curva i , a unidade j consegue gerar;
- A expressão (2.9) representa os caudais mínimo e máximo que a unidade j consegue turbinar na curva i ;
- A expressão (2.10) representa o universo de decisões admissíveis.

A resolução do problema (H) permite obter, para cada valor de queda, o valor de potência que a central hidroeléctrica entrega à rede e a sua afectação óptima pelas unidades disponíveis, com o menor caudal turbinado possível. Assim, a central passa também a ser caracterizada por uma relação de três variáveis: potência, caudal e queda. Esta relação é também não linear, não convexa e possui zonas críticas que correspondem à descontinuidade entre funcionar e não funcionar.

Vamos de seguida apresentar a resolução deste problema utilizando um exemplo ilustrativo.

Exemplo ilustrativo

Para ilustrar a resolução do problema de afectação de unidades, numa central hidroeléctrica, foi considerado um caso de uma central constituída por 6 unidades, sendo quatro delas idênticas e as restantes diferentes entre si. Cada unidade é caracterizada por 8 curvas $q_{ji} = f(p_{ji}, h_i = c^{te})$ tal como mostra a Figura 2.2 para uma das unidades. Todas as unidades são caracterizadas pelo mesmo número de curvas e para a mesma discretização de queda. Deste modo, a central será também caracterizada por 8 curvas - o mesmo número de curvas que caracterizam cada unidade, não considerando a elevação da cota de jusante conforme o caudal turbinado.

A Figura 2.3 mostra as curvas características que foram obtidas para a central depois da resolução do problema (H) . Para qualquer valor de potência que a central pode fornecer e qualquer que seja o valor de queda, o valor de caudal turbinado é mínimo para a afectação de unidades obtida. Quando mais do que uma unidade diferente seja afectada, o nível de geração de cada uma é diferente - a Figura 2.3 mostra valores totais de potência e caudal. Nesta figura não são visíveis as diferentes combinações entre unidades. Pode ver-se que

existe uma zona crítica, próxima da potência mínima que a central consegue fornecer, correspondente à descontinuidade de funcionar versus não funcionar e ocorre devido às diferentes características entre as diversas unidades. As quatro unidades iguais têm um valor de potência inferior às restantes unidades e também uma menor eficácia. Estas entram em funcionamento, na maior parte das vezes, devido às restrições de potência - expressão (2.8). Com excepção desta zona crítica as curvas apresentam uma evolução suave e contínua. As diferentes combinações não conduzem, neste caso, a descontinuidades.

Mostra-se ainda que é possível, para um determinado caudal, obter o valor de potência para qualquer queda com base nas curvas da Figura 2.3. Estes valores são obtidos recorrendo ao gradiente da função $p = f(q, h)$.

O problema (H) , como já foi referido, resulta da escolha, de entre todas as decisões possíveis, da afectação de unidades que seja a melhor do ponto de vista económico. Ou seja, a resolução do problema (H) permite conhecer todos os valores de potência que a central consegue produzir, para qualquer valor da queda e com o menor caudal turbinado, e a correspondente afectação óptima de unidades. A Figura 2.4 ilustra as diferentes combinações entre unidades quaisquer que sejam os valores das grandezas em jogo: potência, caudal e queda. A cada cor equivale uma afectação de unidades diferente e a cada curva equivale um valor de potência. Esta figura mostra que podem existir até nove afectações diferentes a potência constante, até cinco afectações diferentes a caudal constante e até dez afectações diferentes a queda constante.

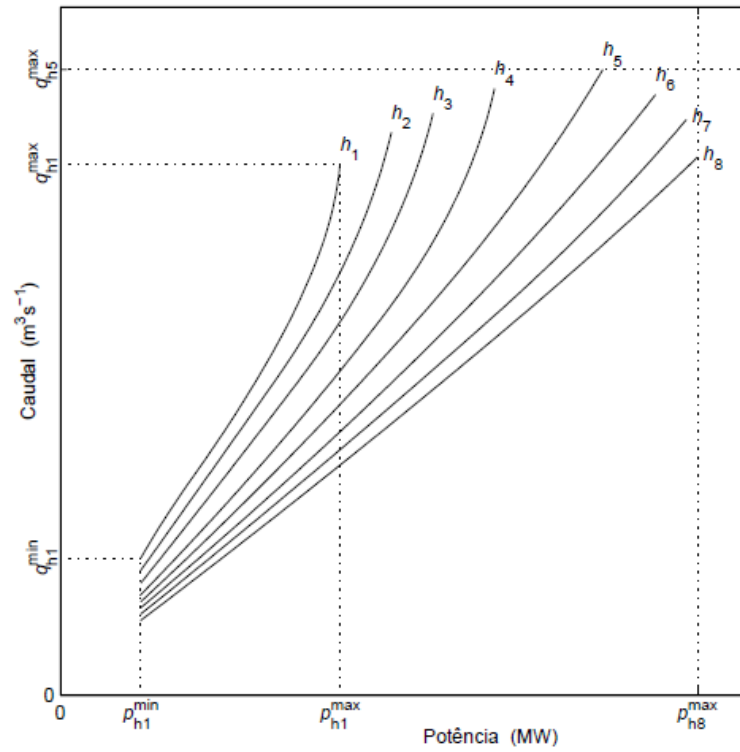


Figura 2.2 Curvas características referentes a uma das unidades da central. Esta unidade, bem como todas as outras, tem uma relação não linear e não convexa entre as variáveis utilizadas: potência, caudal e queda. Cada unidade apresenta, como restrição, valores mínimos e máximos de potência e de caudal que variam consoante o valor da queda (por cada curva). Aos valores máximos de potência e de caudal, que a unidade consegue gerar, corresponde respectivamente o valor de queda representado por h_8 e o valor de queda representado por h_5 .

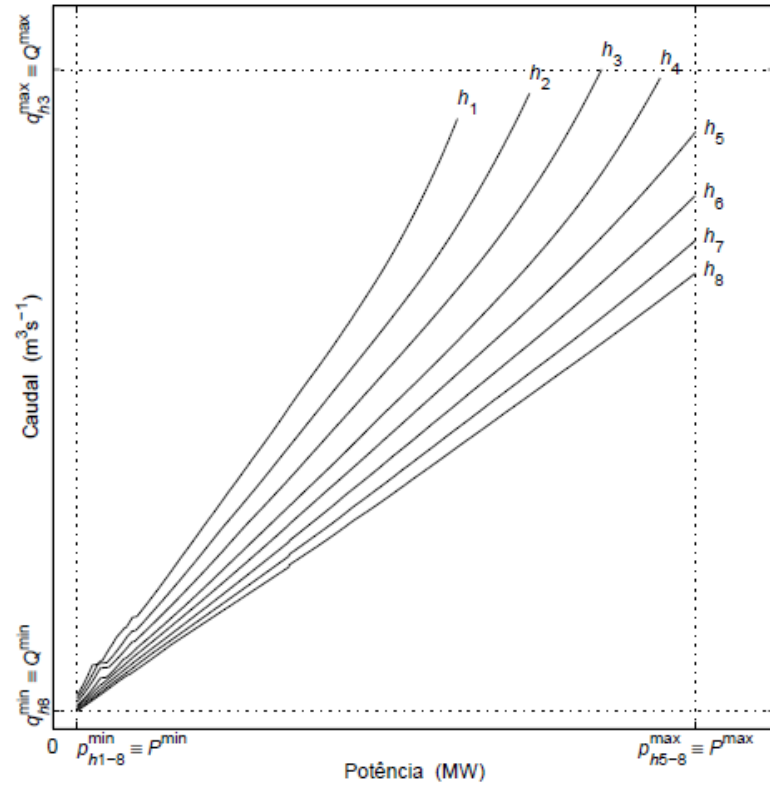


Figura 2.3 Curvas características da central com queda constante. A cada valor de potência P , que a central produz, corresponde a restrição da expressão (6.7) e a cada valor de caudal Q , que a central turbina, corresponde a solução da expressão (6.6), para um valor de queda h_i . A cada valor de potência P , dado pela expressão (6.7), equivale uma afectação óptima de unidades. A esta afectação de unidades corresponde, quer um nível de potência diferente que cada unidade gera (excepto para as unidades iguais), quer combinações diferentes entre as diversas unidades. Note-se ainda uma zona crítica, junto da potência mínima, que advém da descontinuidade de funcionar versus não funcionar e resulta das diferentes características entre as diversas unidades.

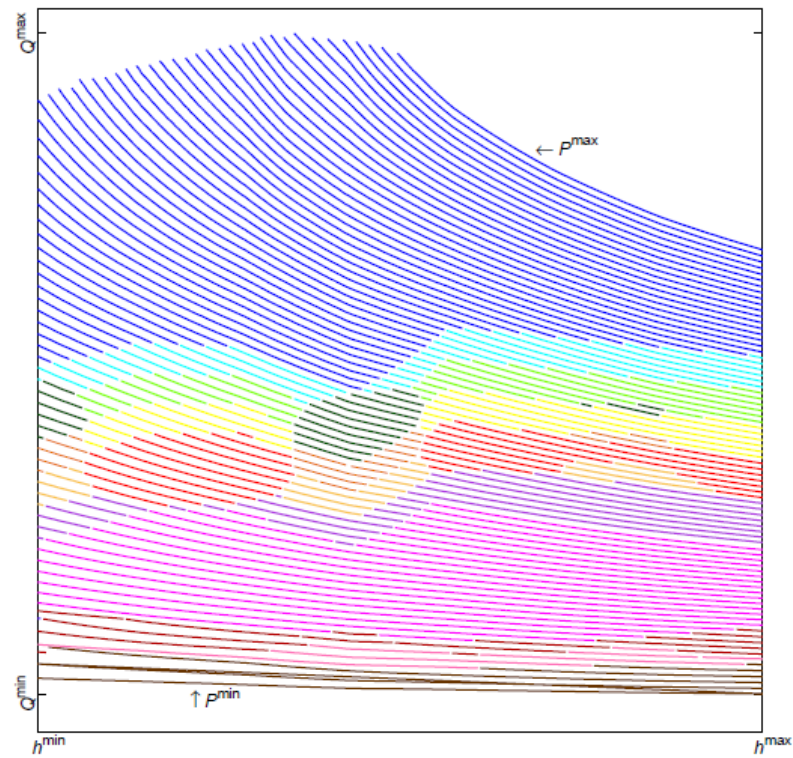


Figura 2.4 Curvas características da central a potência constante e respectiva afectação óptima de unidades. Esta figura mostra que, para a mesma potência P , o valor do caudal Q diminui ao aumentar a queda h , e que podem existir várias afectações de unidades para essa mesma potência. Cada cor representa uma afectação de unidades diferente. Note-se que podem existir até nove afectações diferentes a potência constante, até cinco afectações diferentes a caudal constante e até dez afectações diferentes a queda constante.

Por se achar conveniente apresentam-se, seguidamente, as curvas características da central entre a cota e o volume do reservatório, entre o caudal máximo que pode ser turbinado e a queda, entre a potência máxima obtida e a queda e entre o rendimento e a queda (Figuras 2.5 a 2.8).

A Figura 2.5 mostra a relação entre a cota do nível da água no reservatório e o volume de água disponível. O reservatório é caracterizado por esta relação e por restrições de cota. As restrições de cota referem-se a valores de cota final, limites de tolerância de cota final, limites de operação ao longo do dia e limites de desnível inter-horário.

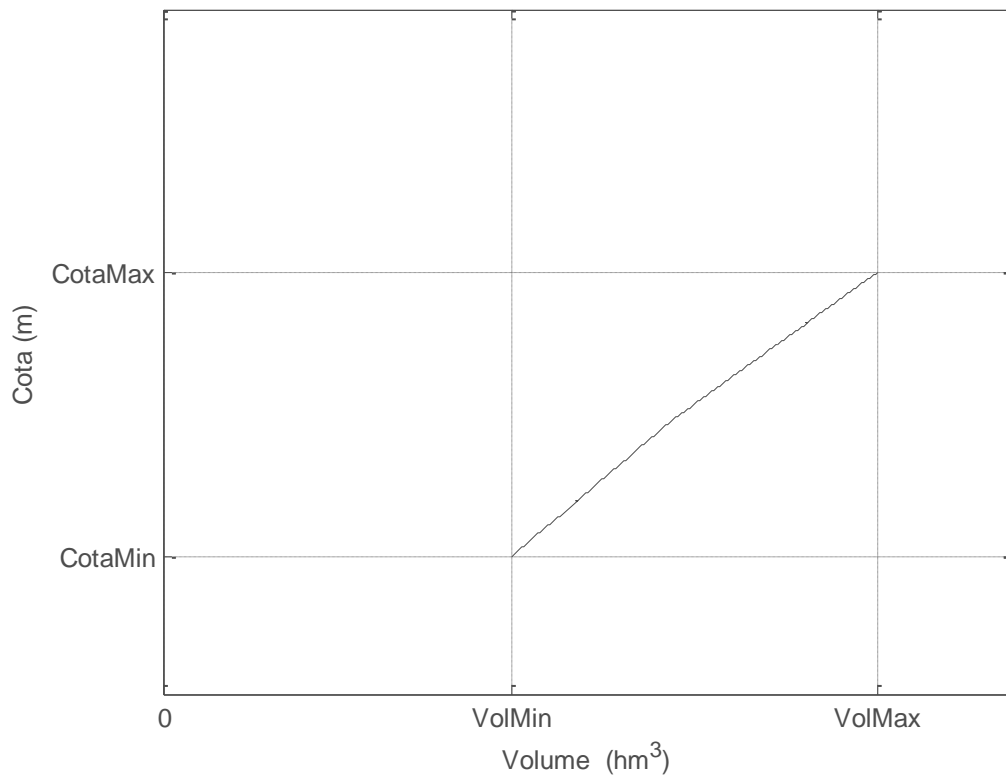


Figura 2.5 Relação entre a cota e o volume do reservatório.

A Figura 2.6 mostra a relação entre o caudal máximo que pode ser turbinado e a queda, a Figura 2.7 a relação entre a potência máxima obtida e a queda. Não sendo funções lineares é possível ver também a influência da queda de jusante comparando os valores de caudal turbinado e de potência máxima obtida com o aumento da queda

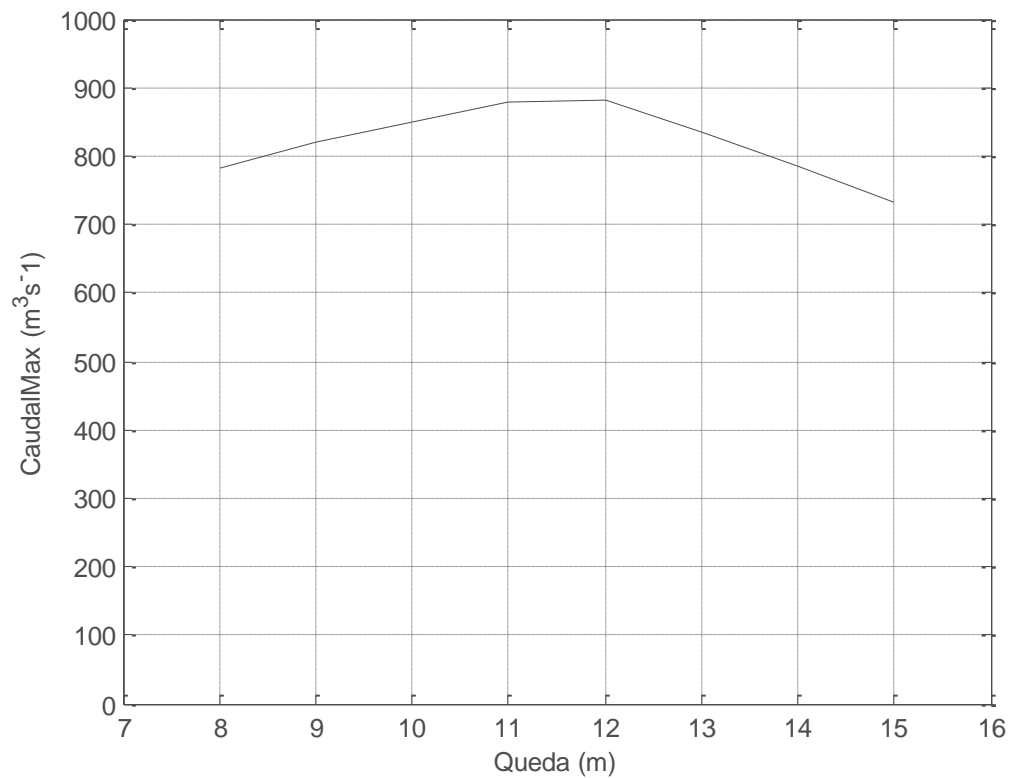


Figura 2.6 Relação entre o caudal máximo que pode ser turbinado e a queda.

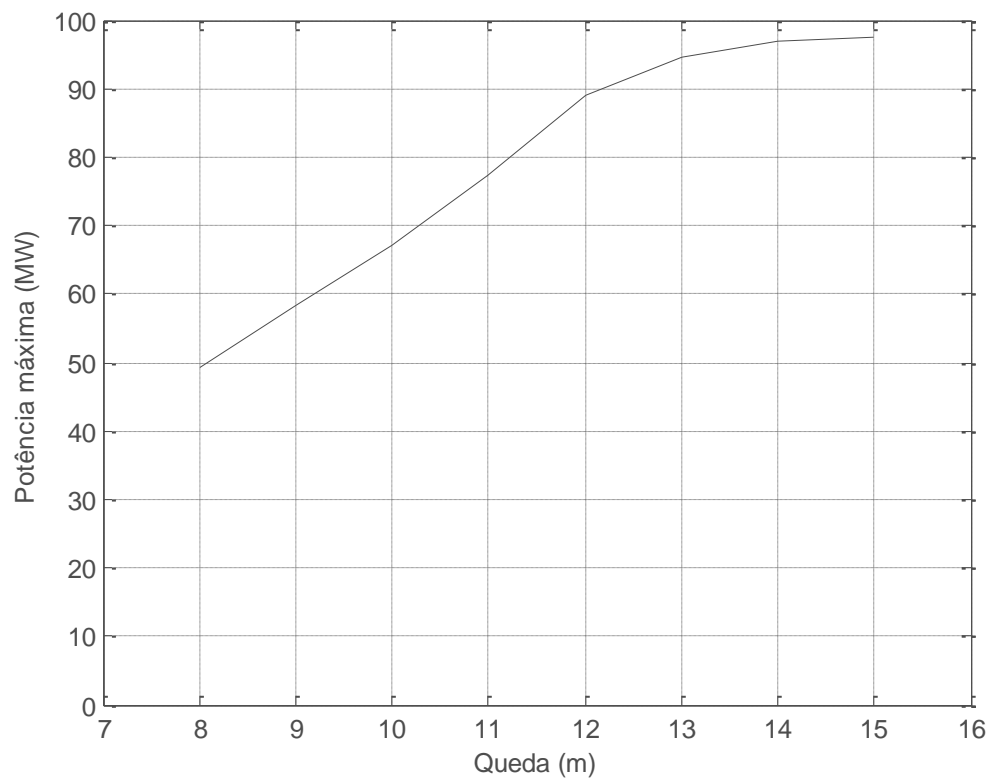


Figura 2.7 Relação entre a potência máxima obtida e a queda.

A Figura 2.8 mostra a relação entre o rendimento e a queda. O rendimento é calculado através da divisão da potência máxima pelo caudal máximo turbinado para aquela queda.

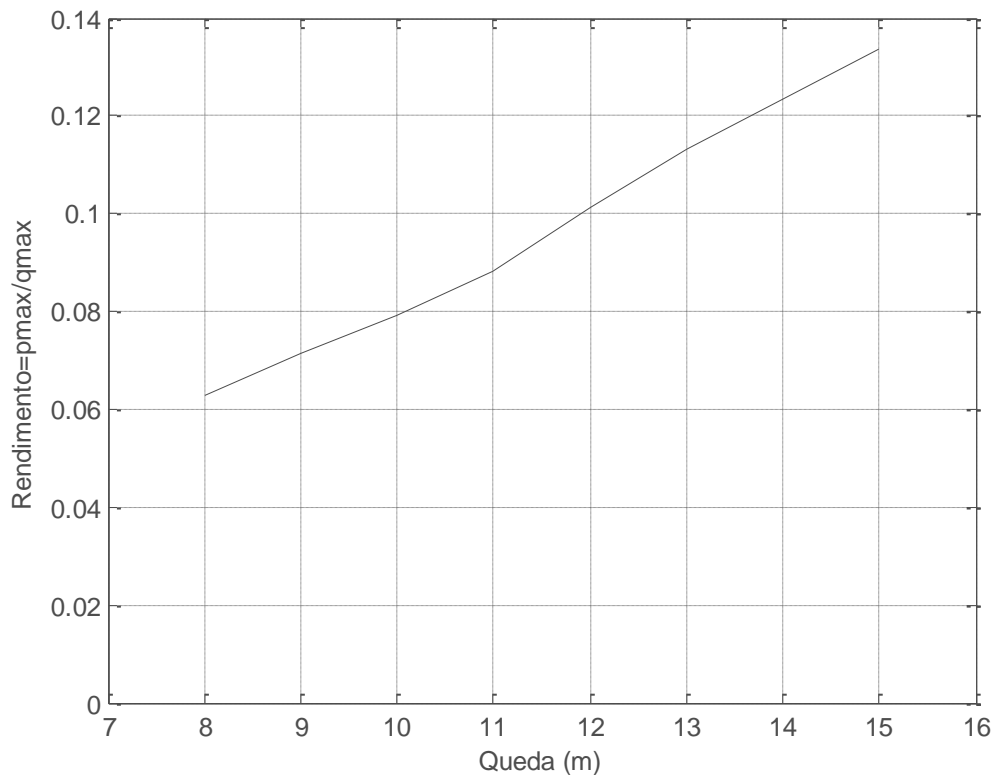


Figura 2.8 Relação entre o rendimento e a queda.

Ilustração do Problema (3)

Apresentam-se de seguida os resultados obtidos da solução do problema (3) relativos ao caso considerado em §2.3.2. Foram obtidos os valores de potência que a central consegue produzir, para qualquer valor de queda e com o menor caudal turbinado, e a correspondente afectação óptima de unidades.

Na resolução do problema (3) o objectivo não é satisfazer o perfil de carga de forma exacta mas sim minimizar custos e, se possível, obter benefícios na produção. A pergunta que se pretende ver respondida é: qual o perfil de exploração que permite atingir este objectivo? Considerando todos os dados que possuímos (caudal afluente ao reservatório em cada hora, cota inicial e cota final do reservatório) e todas as restrições (tal como descritas em §2.2), com a resolução deste problema podemos responder de forma óptima a esta questão.

Como referido em §2.2, a função objectivo do problema (3) resulta de uma soma de funções, uma para cada hora k , e é uma função descrita em termos de mais de uma expressão,

conforme o valor dos parâmetros α e β . Neste exemplo foi considerado que α teria o valor de 0.05 e β o valor de 0.15 ($\alpha = 0.05$ e $\beta = 0.15$)

A Figura 2.9 mostra que o perfil de carga contratado nunca é satisfeito de forma exacta. Existem diferenças acentuadas, sobretudo nas horas de vazio, em que a produção é cerca de 4 vezes inferior à potência contratada. Nas horas de cheio e horas de ponta a produção é superior à potência contratada, com excepção de algumas horas durante as horas de cheio). Este excesso de produção permite obter proveito à custa de perdas nas horas de vazio. É possível concluir por estes dados que a optimização da exploração não pretende satisfazer a carga, mas sim minimizar os custos e obter benefícios que resultam do contrato bilateral.

A Figura 2.10 mostra que, conforme o desvio, podemos incorrer num custo ou obter proveito. Obtém-se proveito quando se produz em excesso (sem ultrapassar o patamar de 5%) e custo, conforme o desvio, quando se produz em defeito. Como a energia nas horas de ponta é mais valorizada, é nessas horas que se procura obter proveito. Note-se que se obtém sempre proveito nas horas de ponta e nas horas de cheio com excepção de algumas horas durante as horas de cheio. Note-se ainda que o desvio segue no limiar dos patamares conforme o contrato bilateral (parâmetros α e β). Estes patamares correspondem aos pontos de descontinuidades da função objectivo e representam um salto em termos de penalização ou proveito.

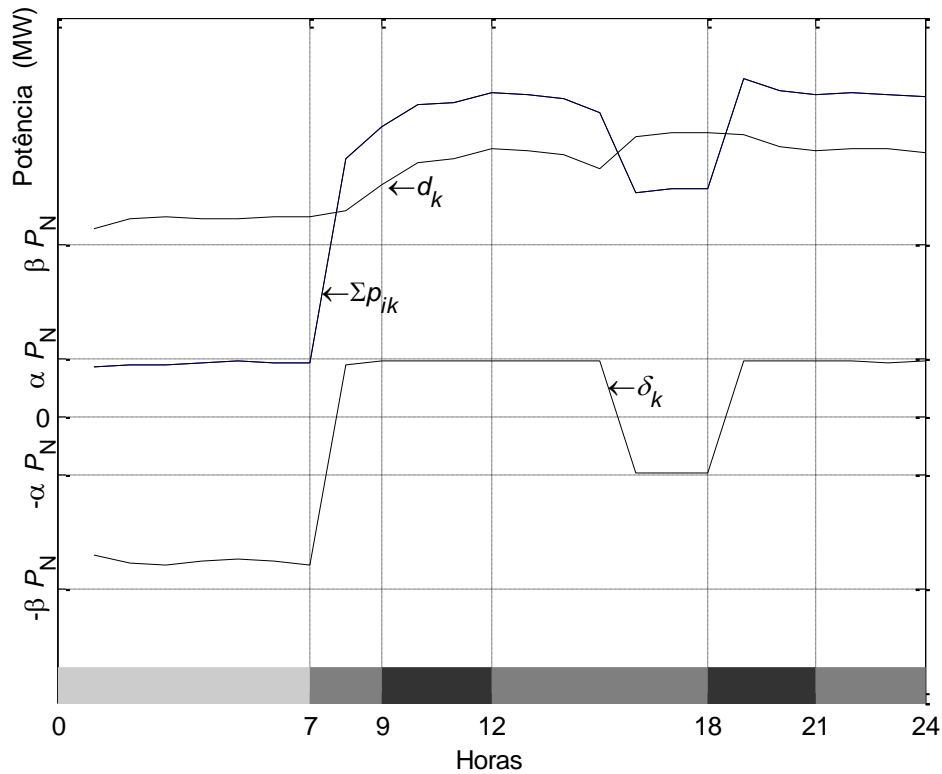


Figura 2.9 Perfil óptimo de exploração. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como ilustra a Figura 2.10, foi preferível operar, em percentagem do desvio δ_k , no limiar do patamar de -15% nas horas de vazio, obrigando a operar, durante três horas, no limiar do patamar de -5 % (nas horas de vazio o desvio não desceu abaixo de -15% e nas horas de cheio o desvio não desceu abaixo de -5%). A produção no limiar destes patamares resulta da existência de descontinuidades na função objectivo (saltos na penalização). Estes pontos de descontinuidade (pontos críticos) desempenham um papel fundamental na exploração económica desta central, justificando o método de optimização aqui utilizado. A utilização de algoritmos de optimização baseados em programação não linear obrigariam a que a função objectivo fosse convexa e, assim, os resultados obtidos seriam ou muito limitados ou fora dos pontos de descontinuidade.

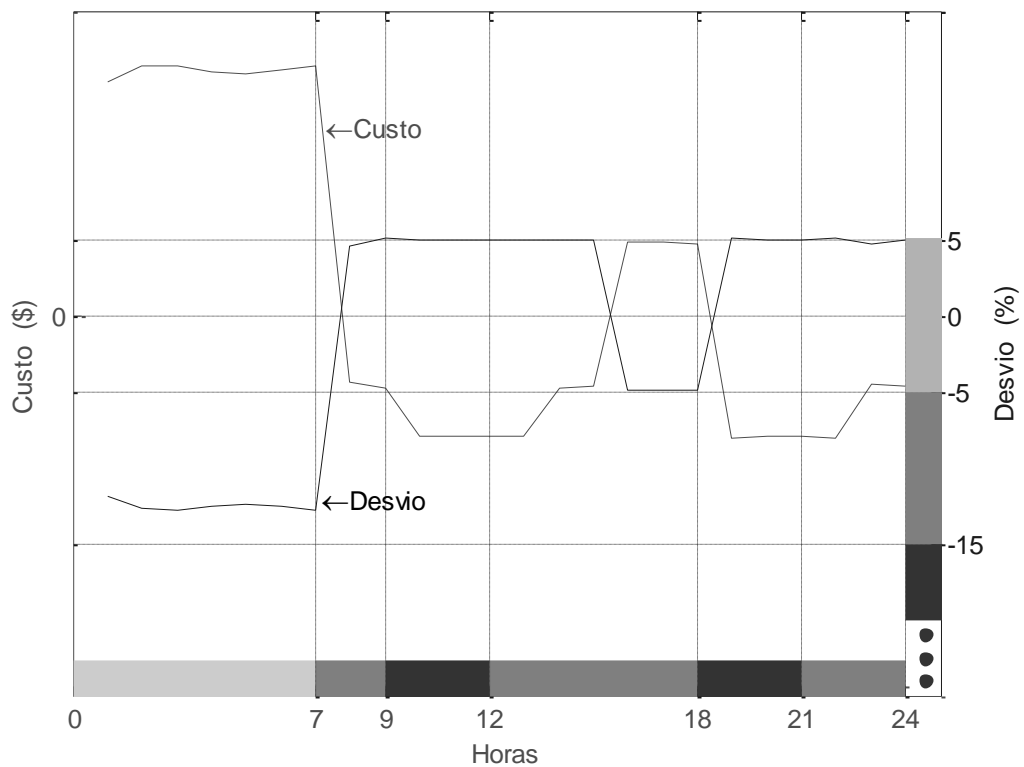


Figura 2.10 Função de custo mínimo e função de desvio. As barras com três tonalidades de cinza representam: (1) no eixo dos xx a tarifa horária; cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta e (2) no eixo dos yy tarifa conforme o desvio e para cada hora k ; cinzento claro: tarifa t_{1k} para desvios, em percentagem, no intervalo $[-5, 5]$, cinzento intermédio: tarifa t_{2k} para desvios, em percentagem, no intervalo $[-15, -5[$ e cinzento escuro: tarifa t_{3k} para desvios, em percentagem, no intervalo $]-\infty, -15[$. As tarifas, na hora k , obedecem à seguinte relação: $t_{3k} > t_{2k} > t_{1k}$.

Conclusão

Neste capítulo foi analisado o problema de optimização da exploração, de um produtor não vinculado, no contexto da reestruturação. Foi efectuada a sua formulação e a sua resolução com fins ilustrativos. Analisou-se ainda o problema de afectação de unidades em centrais hidroeléctricas.

A resolução do problema de optimização da exploração, de um produtor não vinculado, no contexto da reestruturação, permitiu (1) obter o perfil de exploração óptimo para um determinado contrato bilateral, entre um produtor não vinculado e um cliente não vinculado, (2) verificar como se faz a exploração óptima no novo contexto da reestruturação, as novas exigências e os novos comportamentos e (3) mostrar que a exploração de um recurso, neste novo enquadramento, obedece a critérios diferentes dos correntemente utilizados. No que respeita ao problema de afectação de unidades em centrais hídricas, foi também efectuada a sua formulação e resolução com propósitos ilustrativos. A resolução deste problema permitiu obter a afectação óptima de unidades. Desta forma, foram obtidas curvas características para a central, que correspondem ao máximo rendimento energético, e permitem conhecer todos os valores de potência que a central pode produzir, quais são as unidades que devem ser utilizadas, com que caudal e a que nível de potência.

Estes resultados são indispensáveis na resolução do problema de optimização da exploração.

Capítulo 3 - Utilização Actual - A Central Hidroeléctrica de Belver

Introdução

A central hidroeléctrica de Belver situa-se no rio Tejo, próximo da freguesia de Belver, no concelho de Gavião e pertencente ao distrito de Portalegre. A sua construção foi concluída em 1952. Tem a montante a central hidroeléctrica do Fratel no rio Tejo e a central hidroeléctrica da Pracana no rio Ocreza, afluente do Tejo. A central de Belver é composta por seis unidades de geração, divididas em três grupos: um grupo ao qual pertencem quatro unidades de geração e dois grupos com uma unidade de geração em cada [9].

Cada grupo é caracterizado por uma relação de três variáveis: potência, caudal e queda.

A referida barragem ainda tem dez descarregadores em caso de cheias que podem descarregar cerca de 18 000 m³/s.

Por existirem várias unidades de geração com diferentes características, existem também várias combinações possíveis durante o funcionamento da central. Pretende-se analisar neste capítulo o comportamento da central em diversos pontos de funcionamento alterando a afluência de água à central.

Exemplos de funcionamento

Para uma melhor análise dos resultados reais obtidos realizaram-se quatro estudos para quatro pontos de funcionamento da central. A variável a ser alterada será a afluência à central. O primeiro caso será o caso base, em que o funcionamento da central é o ideal, mas para uma afluência reduzida chegando até a ser nula em alguns momentos. O segundo, terceiro e quarto casos estudarão o comportamento da central com o aumento progressivo da afluência na central. Os dados utilizados para a análise deste comportamento encontram-se em anexo.

Primeiro caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica mas, tal como conseguimos visualizar na Figura 3.1, a sua afluência é reduzida. Durante algumas horas chega mesmo a ter valor zero.

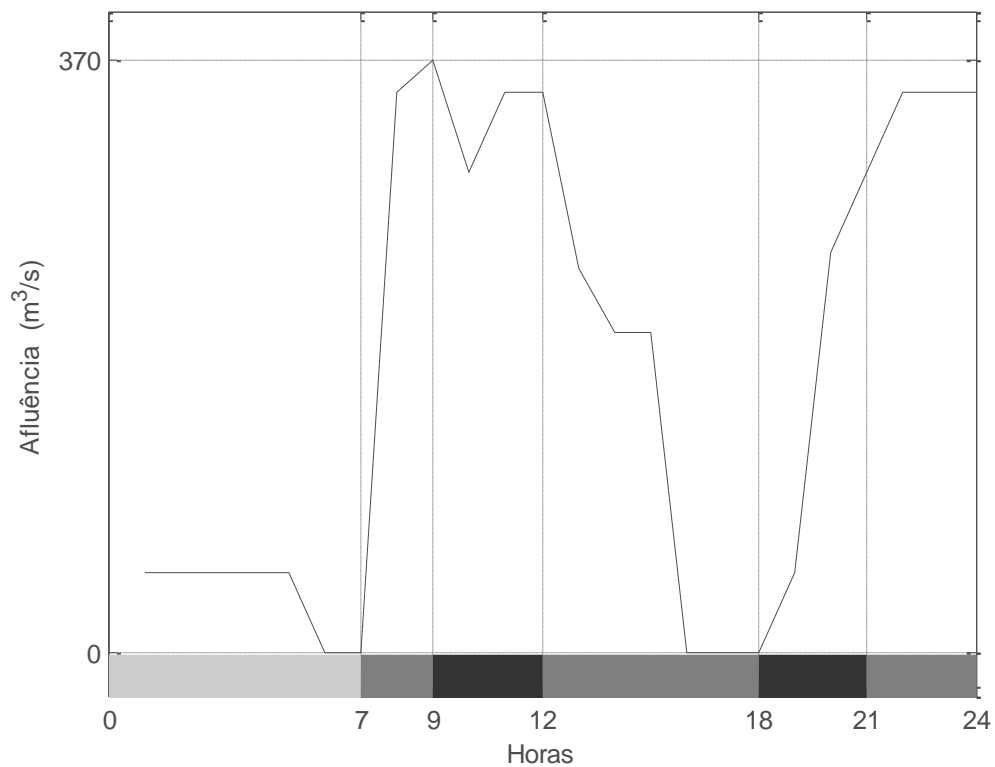


Figura 3.1 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheia e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta

Podemos notar que a central recebe uma maior afluência de água nas horas que lhe garante um maior lucro, horas de cheia e horas de ponta. Isto acontece por causa da existência das centrais hidroeléctricas do Fratel e de Pracana pois, a estas, também lhes é conveniente produzir nestes horários para conseguirem obter lucro.

Com afluências tão baixas em alguns horários será necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

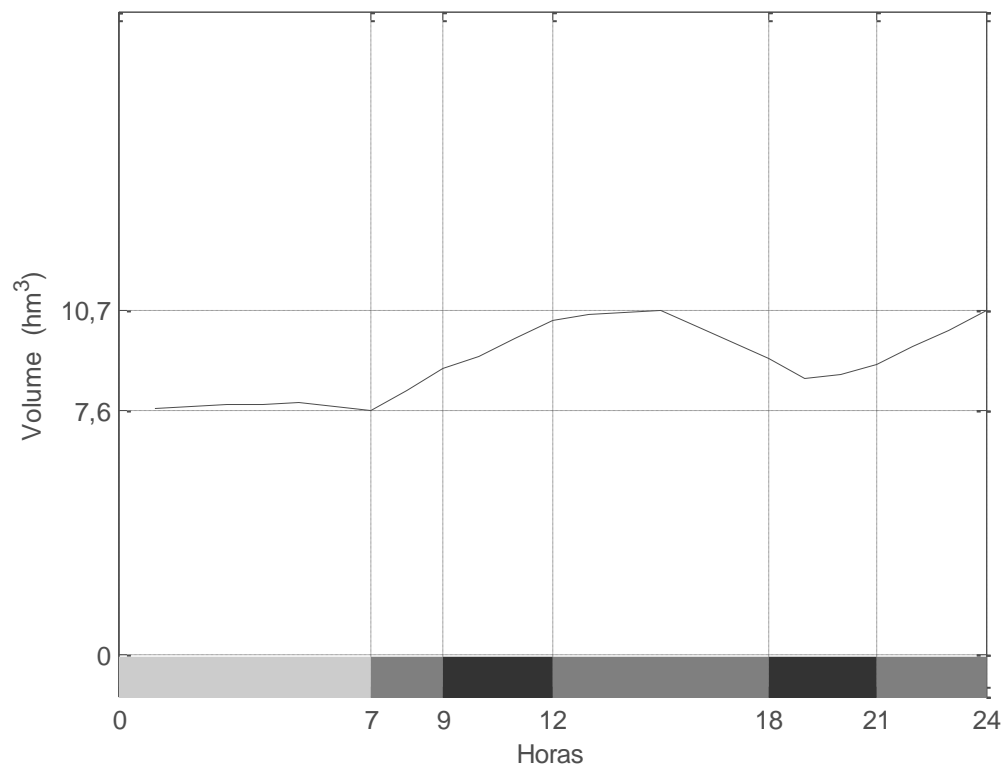


Figura 3.2 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo. Esta variação deve-se ao facto de ser necessário a existência do maior volume possível nas horas de cheio e horas de ponta para turbinar um maior caudal e assim conseguir um maior lucro.

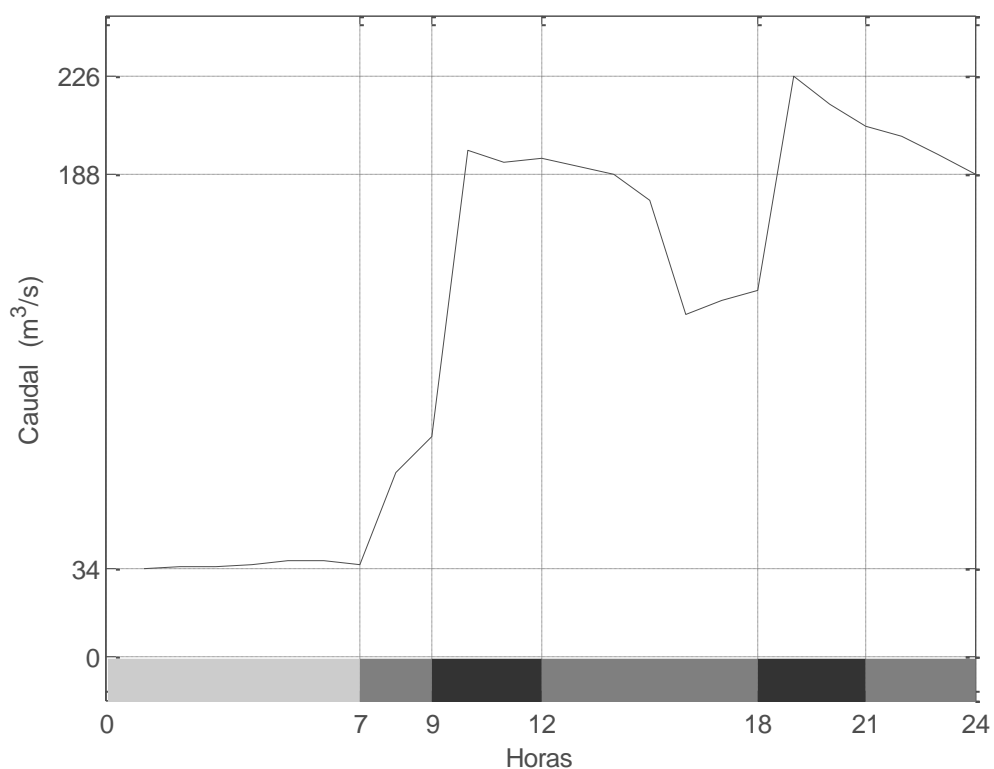


Figura 3.3 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Apresenta-se de seguida, na Figura 3.4, a potência que será produzida pela central.

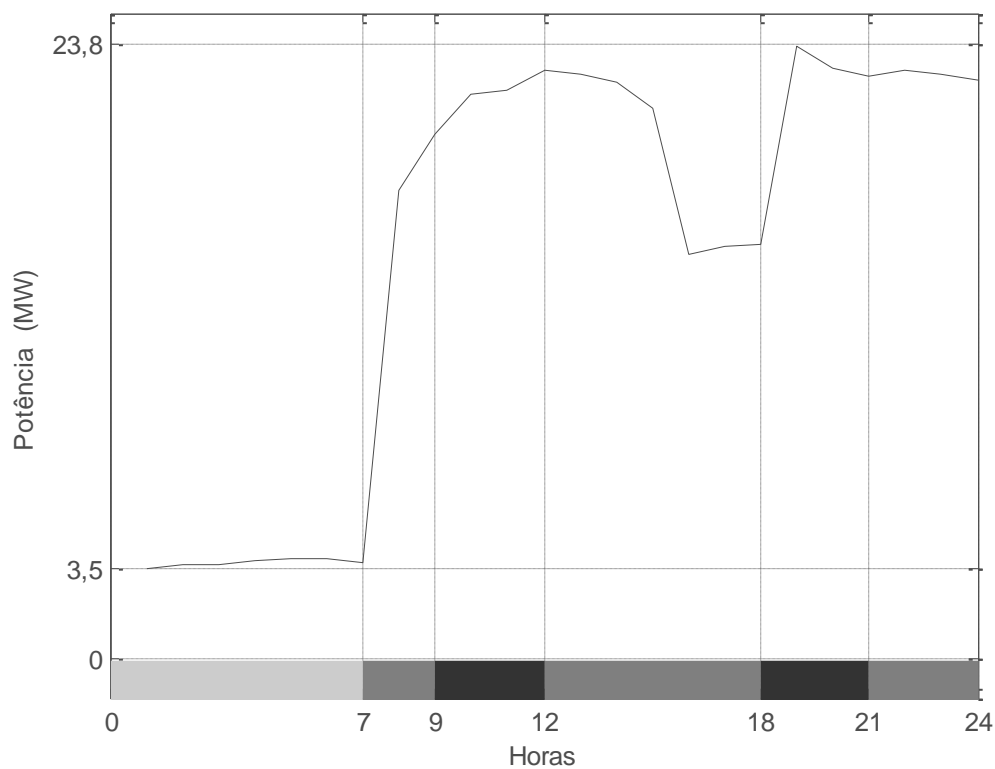


Figura 3.4 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 3.5 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, no limiar do patamar de -15% nas horas de vazio, obrigando a operar, durante três horas, no limiar do patamar de -5 % (nas horas de vazio o desvio não desceu abaixo de -15% e nas horas de cheio o desvio não desceu abaixo de -5%). A produção no limiar destes patamares resulta da existência de descontinuidades na função objectivo (saltos na penalização). Estes pontos de descontinuidade (pontos críticos) desempenham um papel fundamental na exploração económica desta central, justificando o método de optimização aqui utilizado.

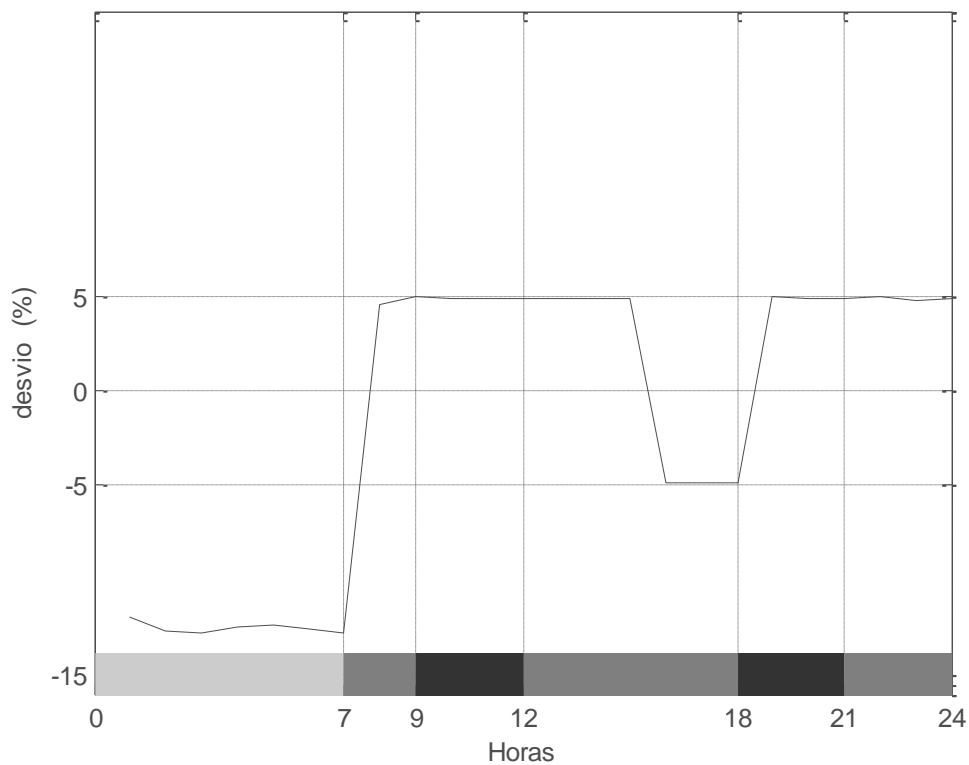


Figura 3.5 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 3.6 mostra que podemos incorrer num custo ou obter proveito. Obtém-se proveito quando se produz em excesso (sem ultrapassar o patamar de 5%) e custo, conforme o desvio, quando se produz em defeito. Como a energia nas horas de ponta é mais valorizada, é nessas horas que se procura obter proveito. Note-se que se obtém sempre proveito nas horas de ponta e nas horas de cheio com excepção de três horas. É possível concluir por estes dados que a optimização da exploração não pretende satisfazer a carga, mas sim minimizar os custos e obter benefícios que resultam do contrato bilateral.

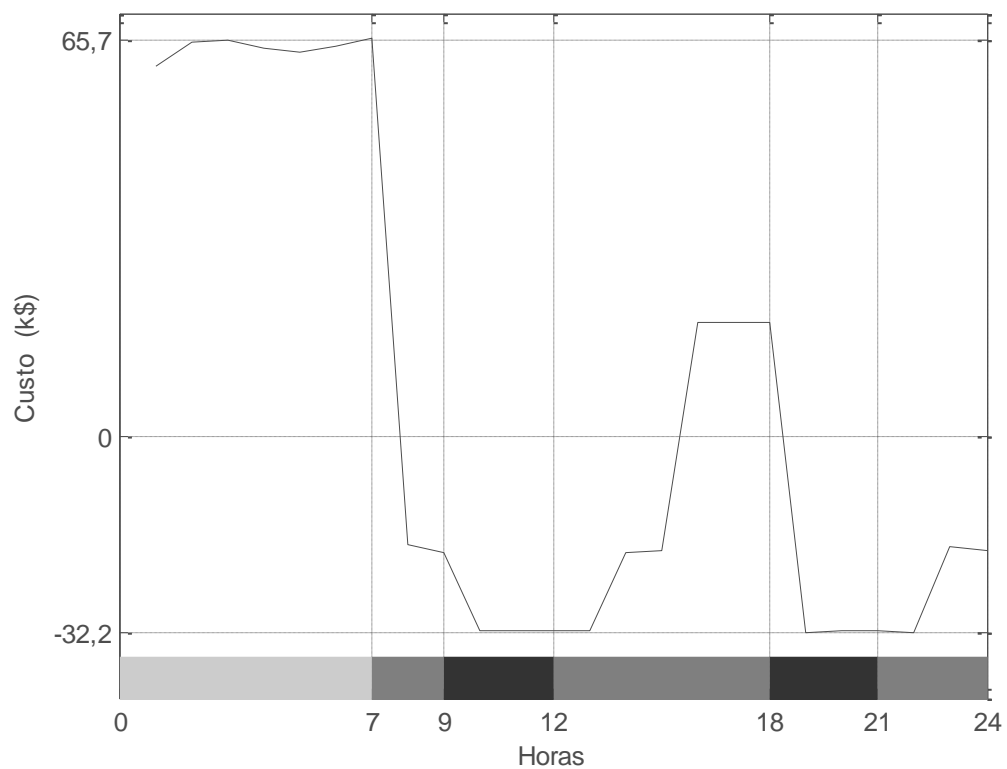


Figura 3.6 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheia e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Segundo caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica com um pequeno aumento, constante ao longo do tempo, da afluência. Tal como conseguimos visualizar na Figura 3.7, o gráfico sofreu uma translação associada ao eixo dos yy em relação ao caso anterior.

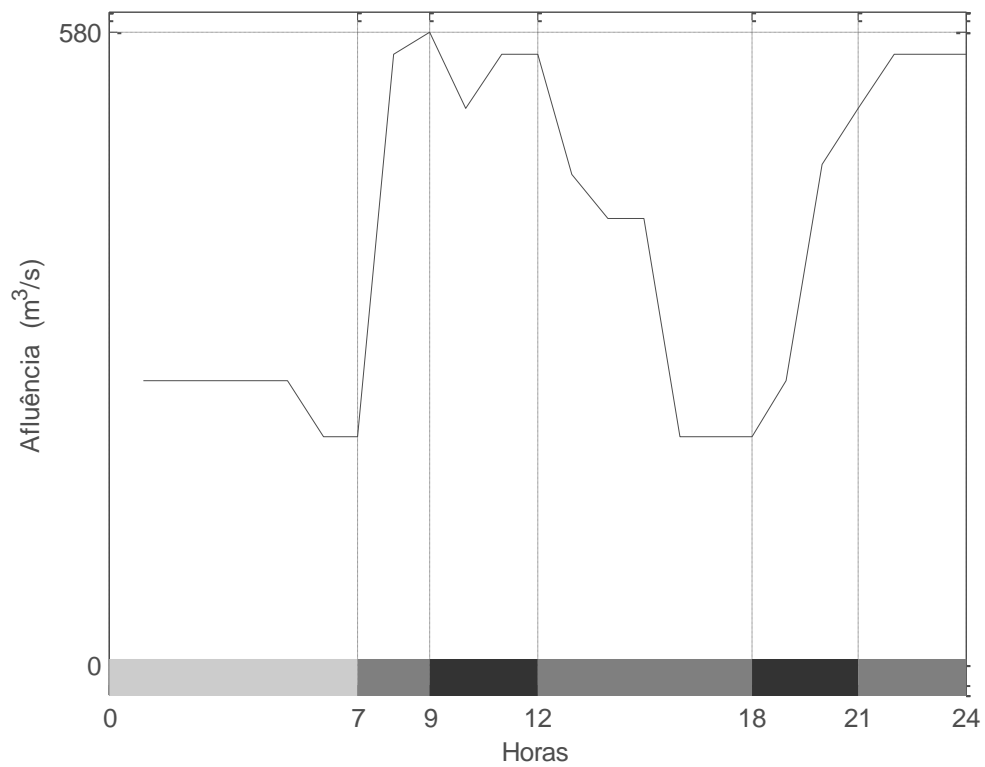


Figura 3.7 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como no caso anterior continua a ser necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

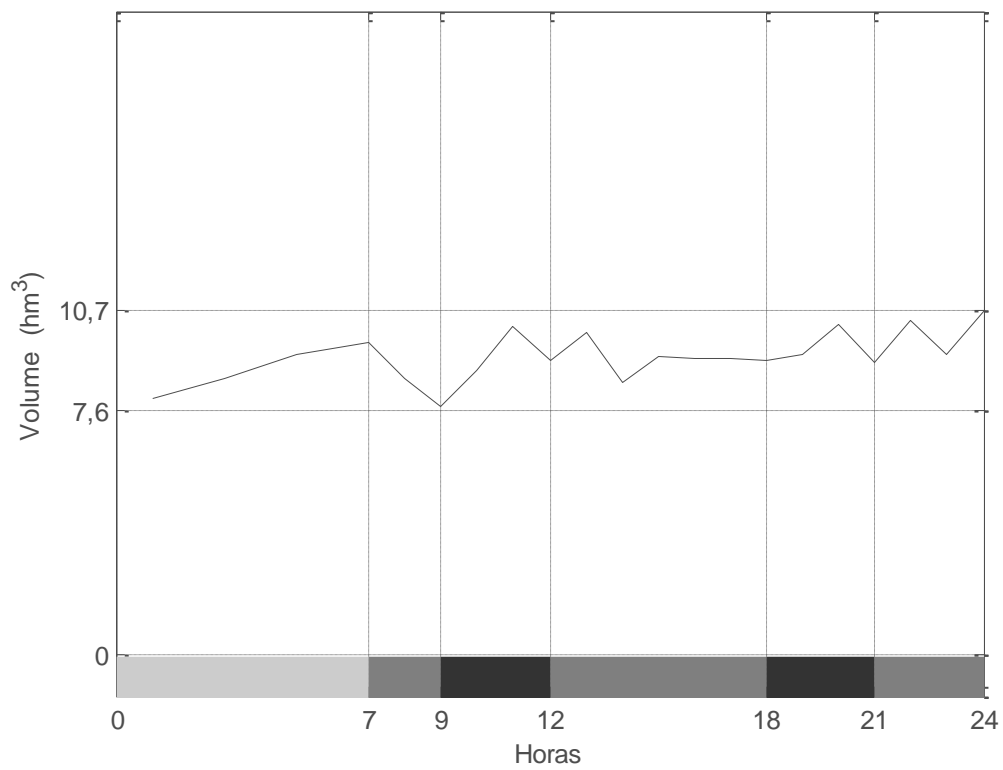


Figura 3.8 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo.

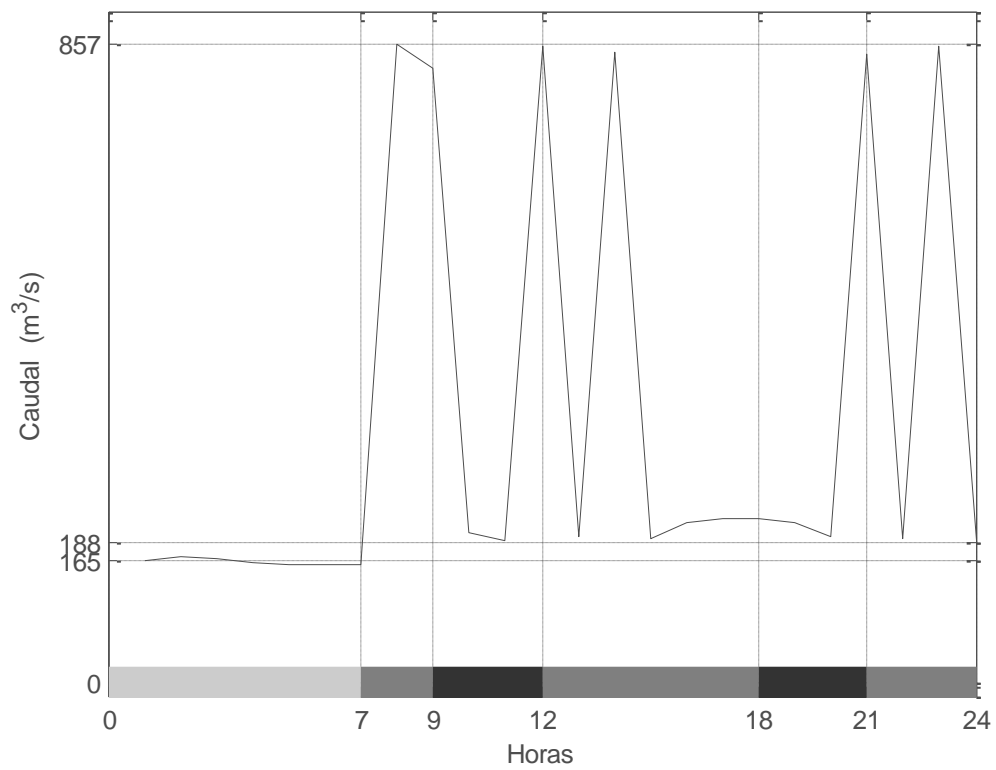


Figura 3.9 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Apresenta-se de seguida, na Figura 3.10, a potência que será produzida pela central.

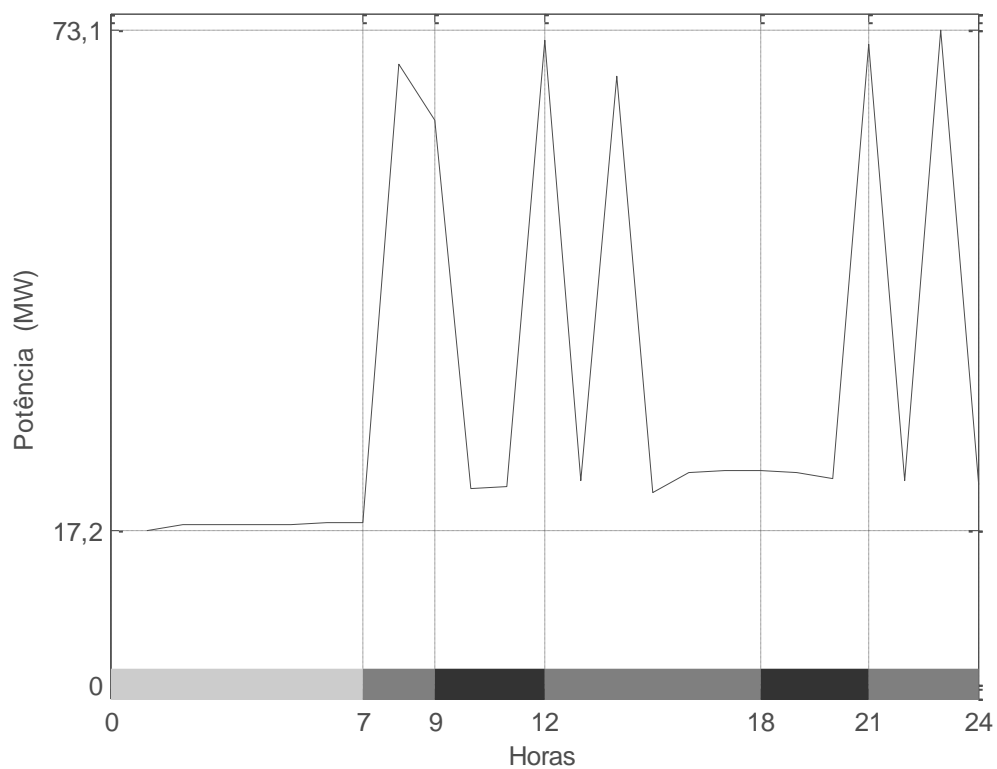


Figura 3.10 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 3.11 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, no limiar do patamar de 5%. Em alguns pontos foi necessário produzir uma potência muito superior à contratada para garantir que as restrições do problema fossem cumpridas e mesmo assim se conseguisse obter lucro.

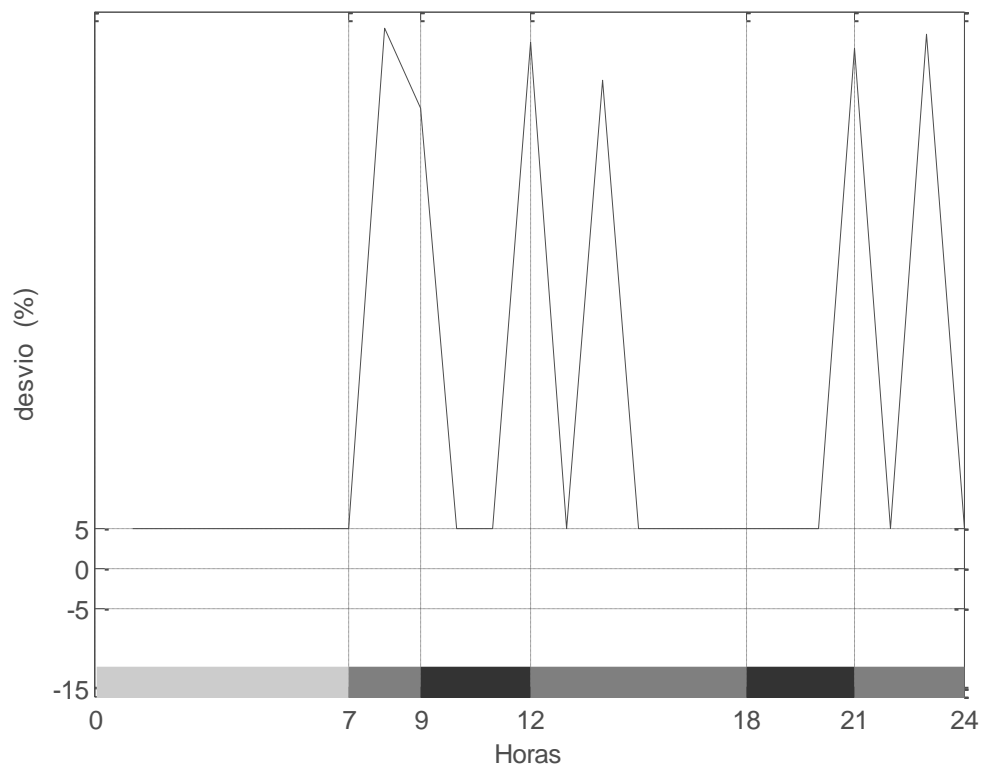


Figura 3.11 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 3.12 mostra que nunca teremos custo. Obtém-se lucro quando se produz em excesso sem ultrapassar o patamar de 5% e o custo será nulo quando se produz em excesso ultrapassando esse patamar.

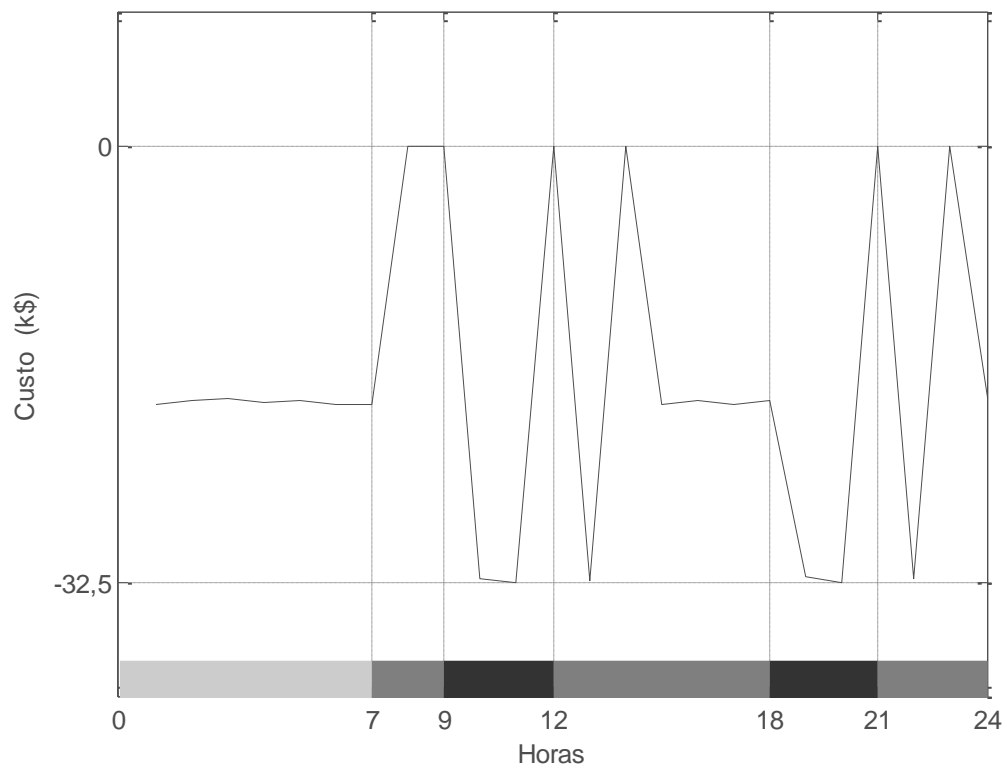


Figura 3.12 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Terceiro caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica com um pequeno aumento, constante ao longo do tempo, da afluência. Tal como conseguimos visualizar na Figura 3.13, o gráfico sofreu uma translação associada ao eixo dos yy em relação ao caso anterior.

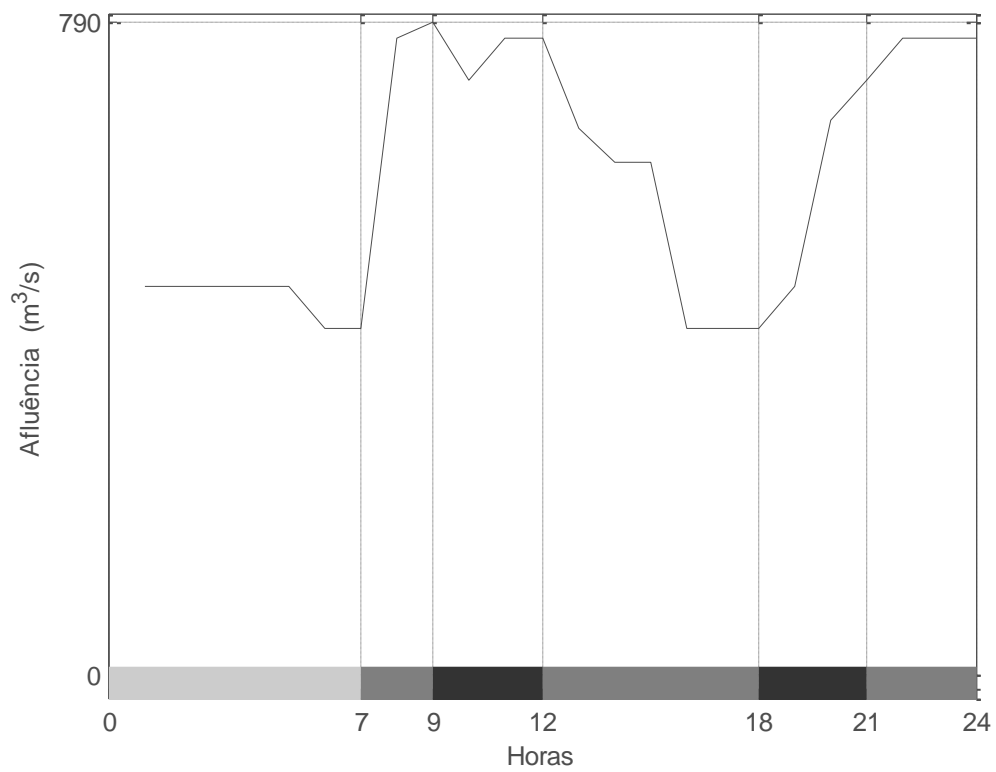


Figura 3.13 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como no caso anterior continua a ser necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

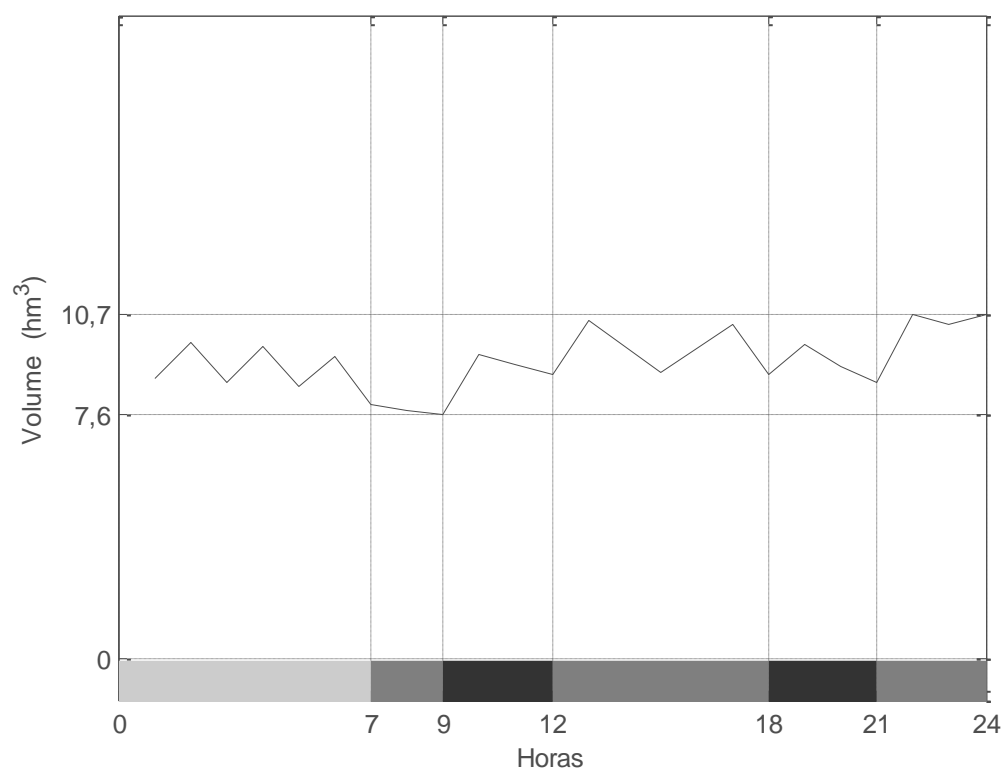


Figura 3.14 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo.

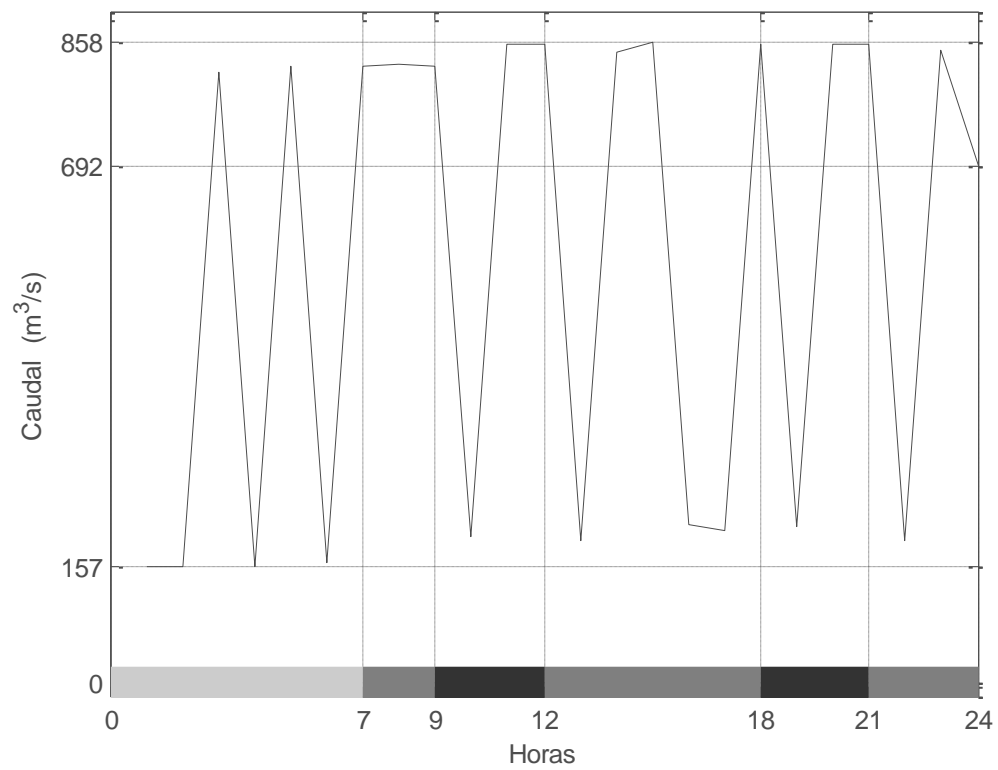


Figura 3.15 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Apresenta-se de seguida, na Figura 3.16, a potência produzida pela central.

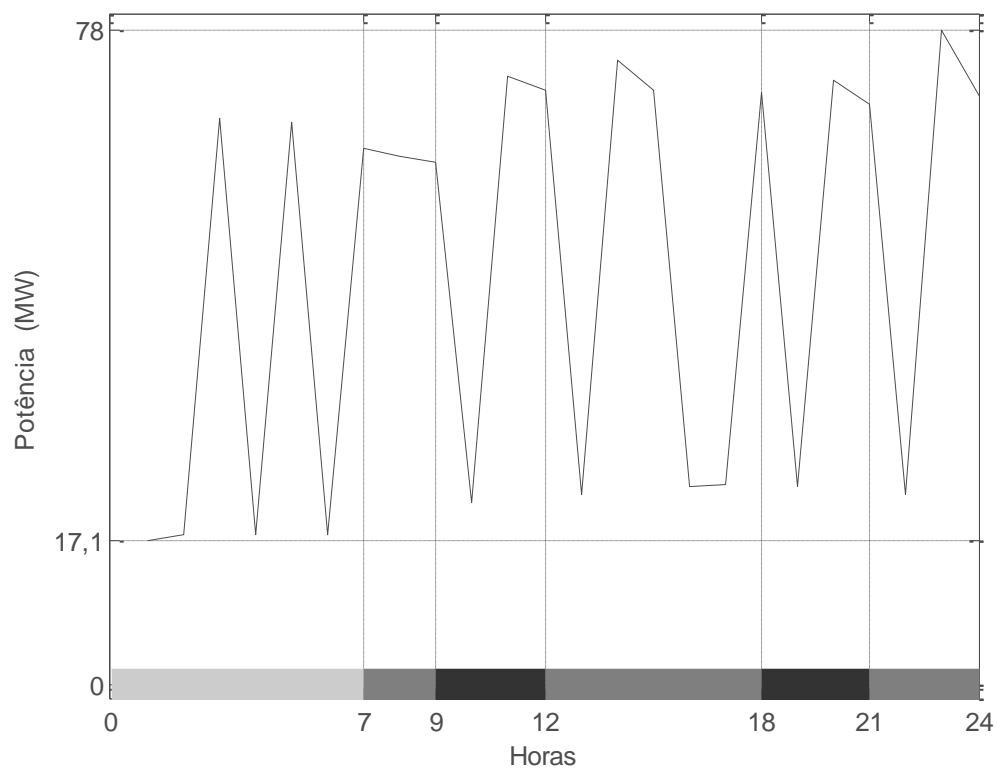


Figura 3.16 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 3.17 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, no limiar do patamar de 5%. Em alguns pontos foi necessário produzir uma potência muito superior à contratada para garantir que as restrições do problema fossem cumpridas e mesmo assim se conseguisse obter lucro.

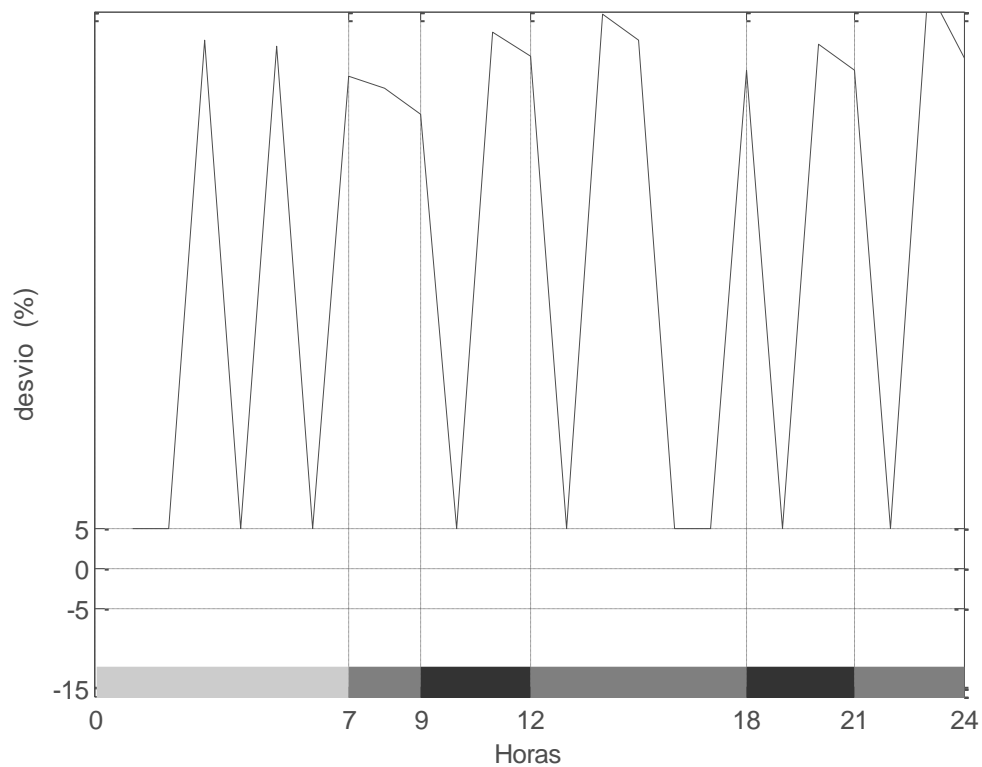


Figura 3.17 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 3.18 mostra que nunca teremos custo. Obtém-se lucro quando se produz em excesso sem ultrapassar o patamar de 5% e o custo será nulo quando se produz em excesso ultrapassando esse patamar. Existem mais momentos onde o custo é nulo do que no caso anterior, isto deve-se a uma maior afluência de água na central do que no caso anterior e à obrigatoriedade de cumprir as restrições do problema.

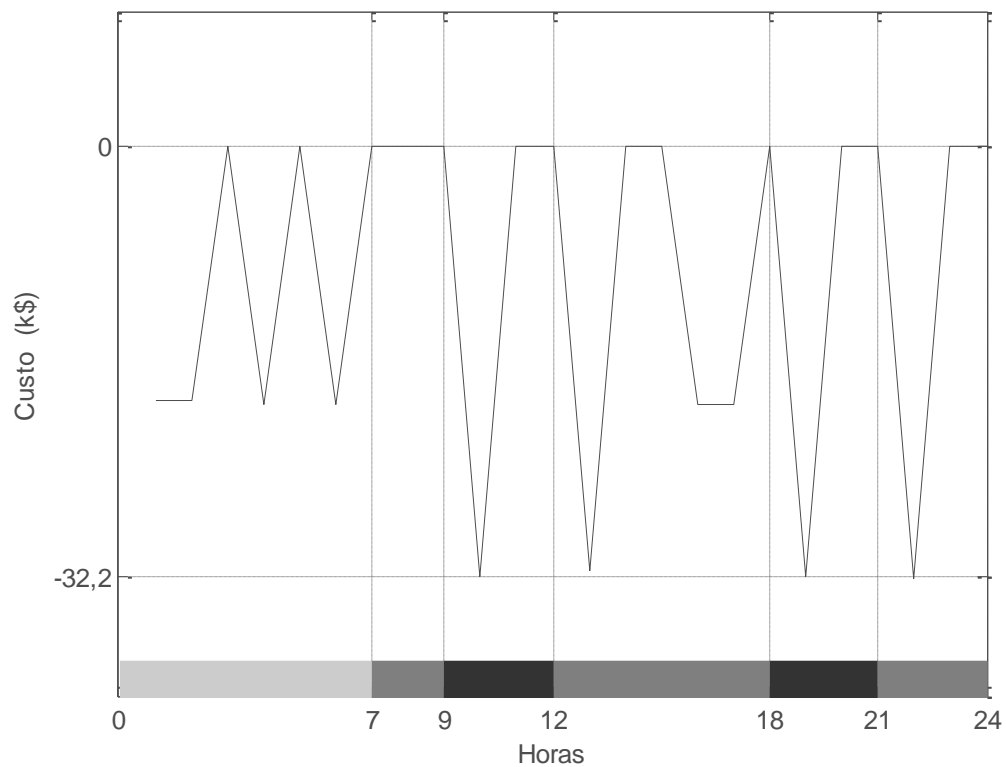


Figura 3.18 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Quarto caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica com um pequeno aumento, constante ao longo do tempo, da afluência. Neste exemplo a central irá funcionar muito próxima do limite de afluência. Tal como conseguimos visualizar na Figura 3.19, o gráfico sofreu uma translação associada ao eixo dos yy em relação ao caso anterior.

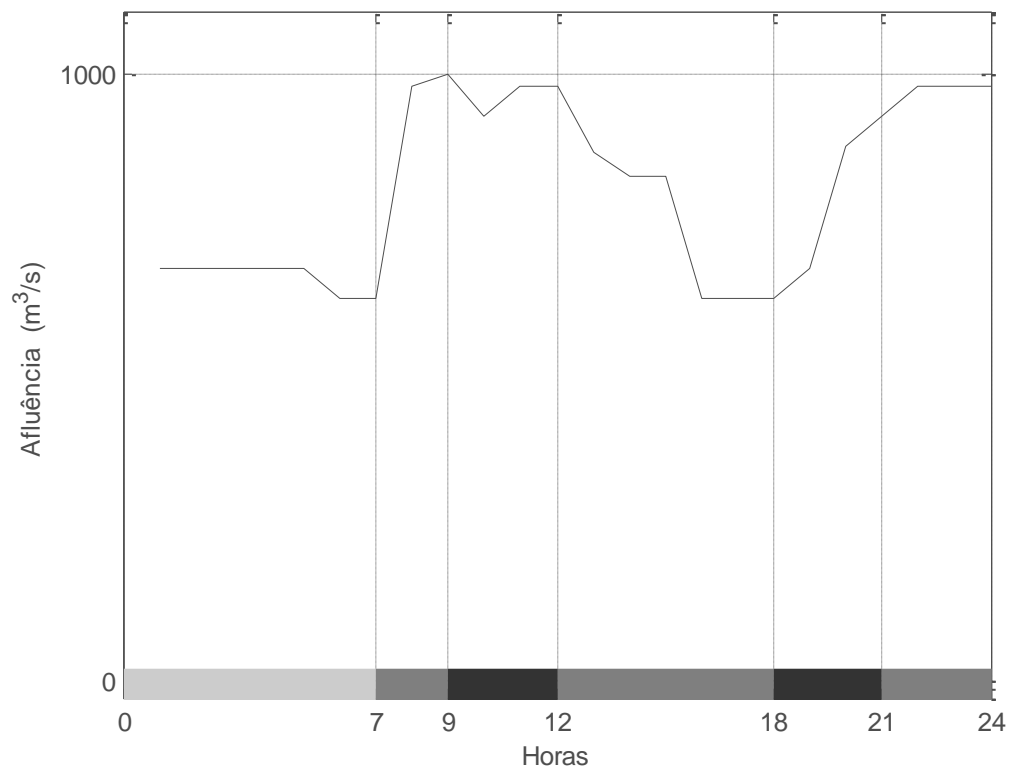


Figura 3.19 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como no caso anterior continua a ser necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

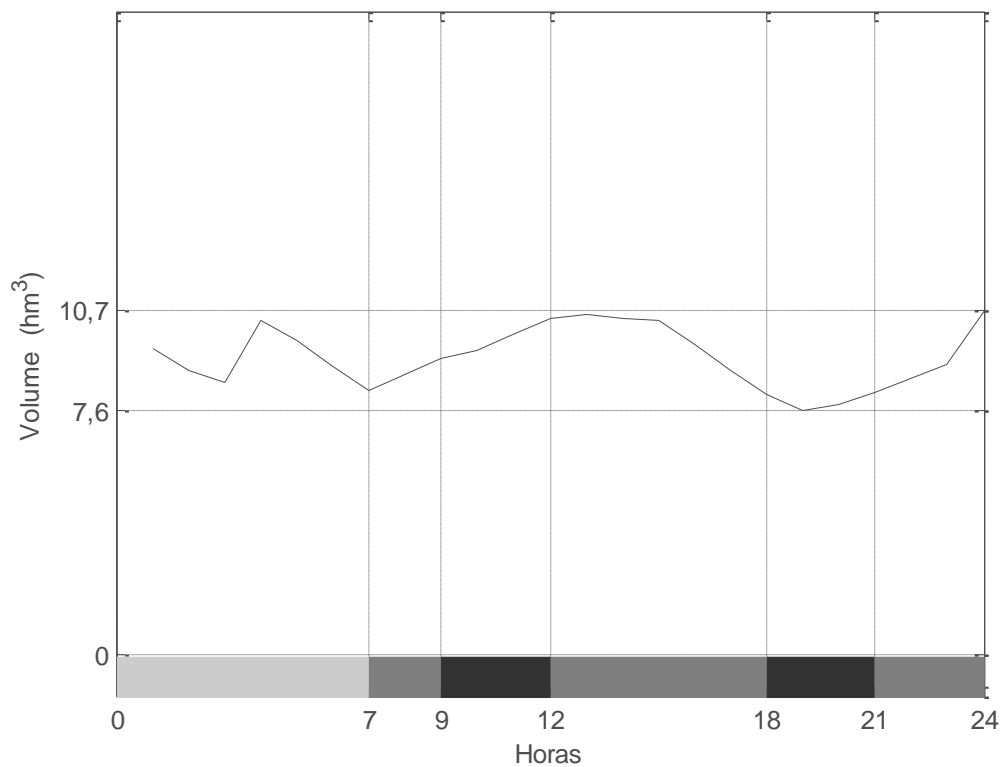


Figura 3.20 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo.

Neste caso o caudal turbinado está sempre próximo do caudal máximo que se pode turbinar. Isto deve-se à grande afluência de água e à obrigatoriedade de cumprir as restrições do problema.

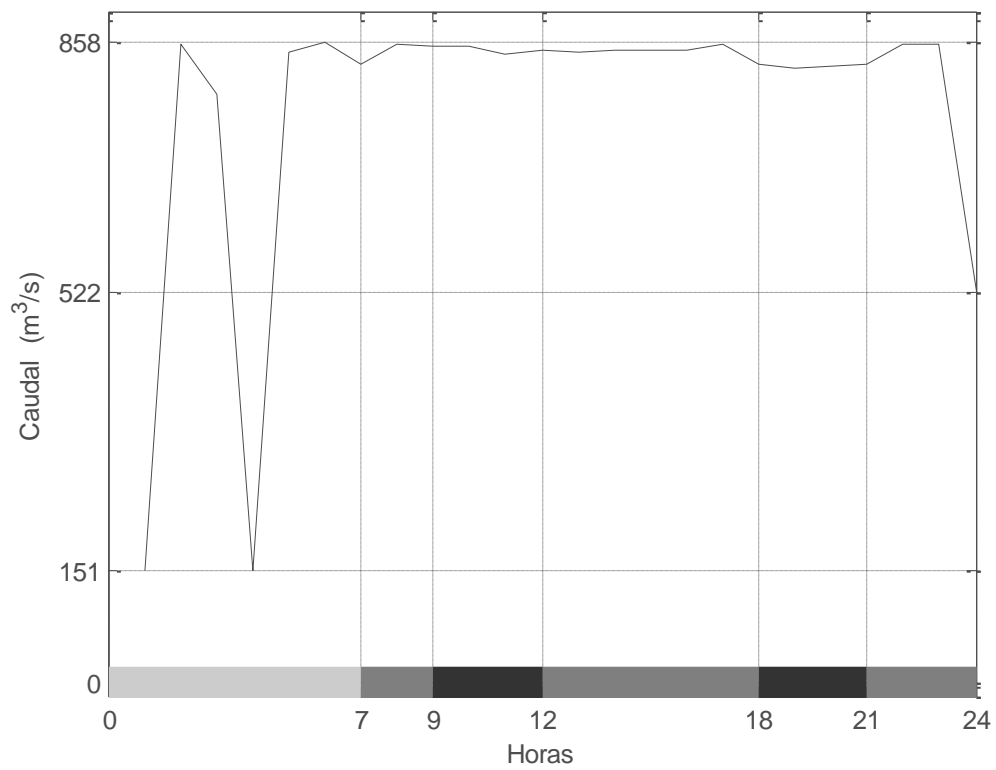


Figura 3.21 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Apresenta-se de seguida, na Figura 3.22, a potência produzida pela central.

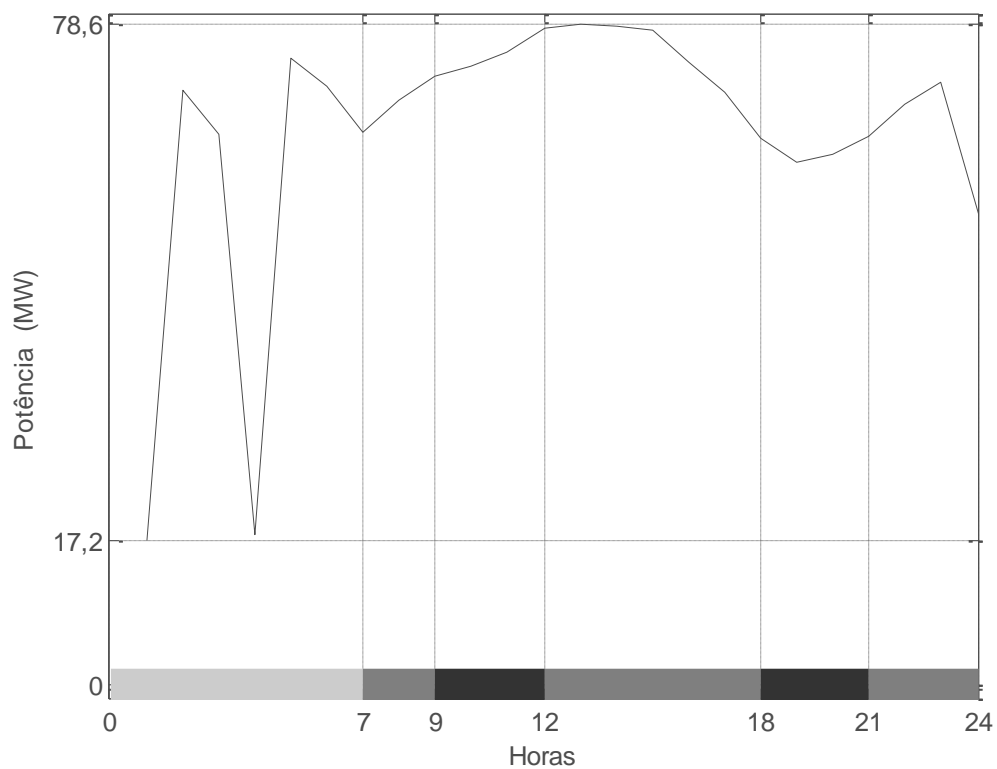


Figura 3.22 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 3.23 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, no limiar do patamar de 5% em alguns pontos. Durante a maior parte do tempo considerado foi necessário produzir uma potência muito superior à contratada para garantir que as restrições do problema fossem cumpridas.

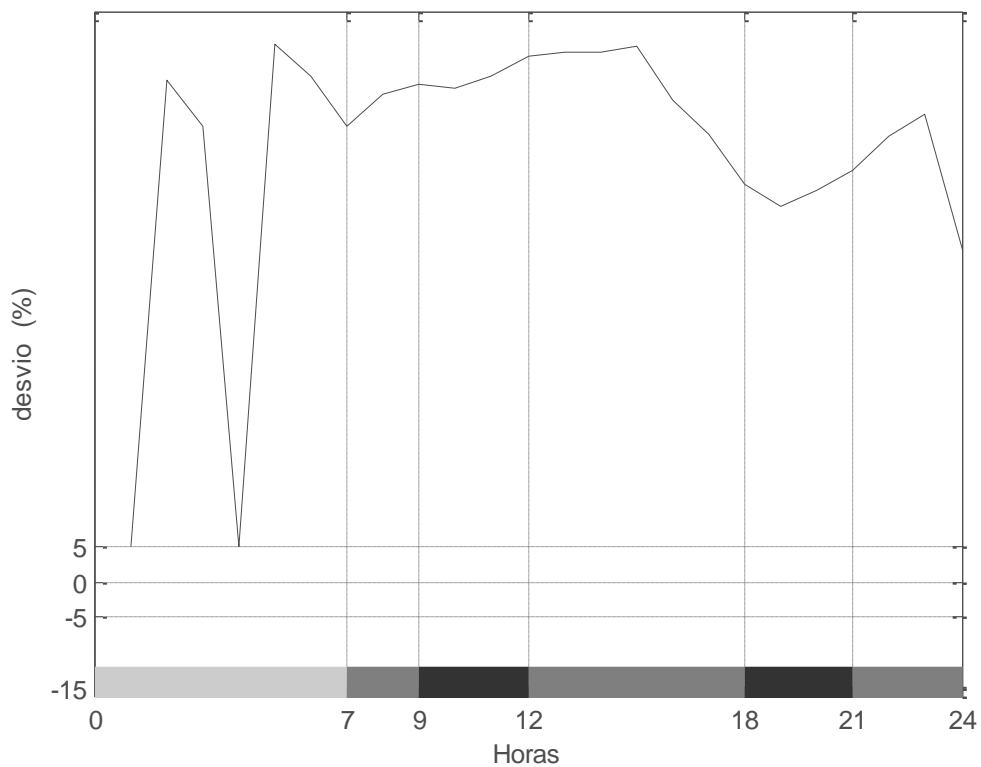


Figura 3.23 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 3.24 mostra que nunca teremos custo. Obtém-se lucro quando se produz em excesso sem ultrapassar o patamar de 5% e o custo será nulo quando se produz em excesso ultrapassando esse patamar. Existem mais momentos onde o custo é nulo do que no caso anterior, isto deve-se a uma maior afluência de água na central do que no caso anterior e à obrigatoriedade de cumprir as restrições do problema.

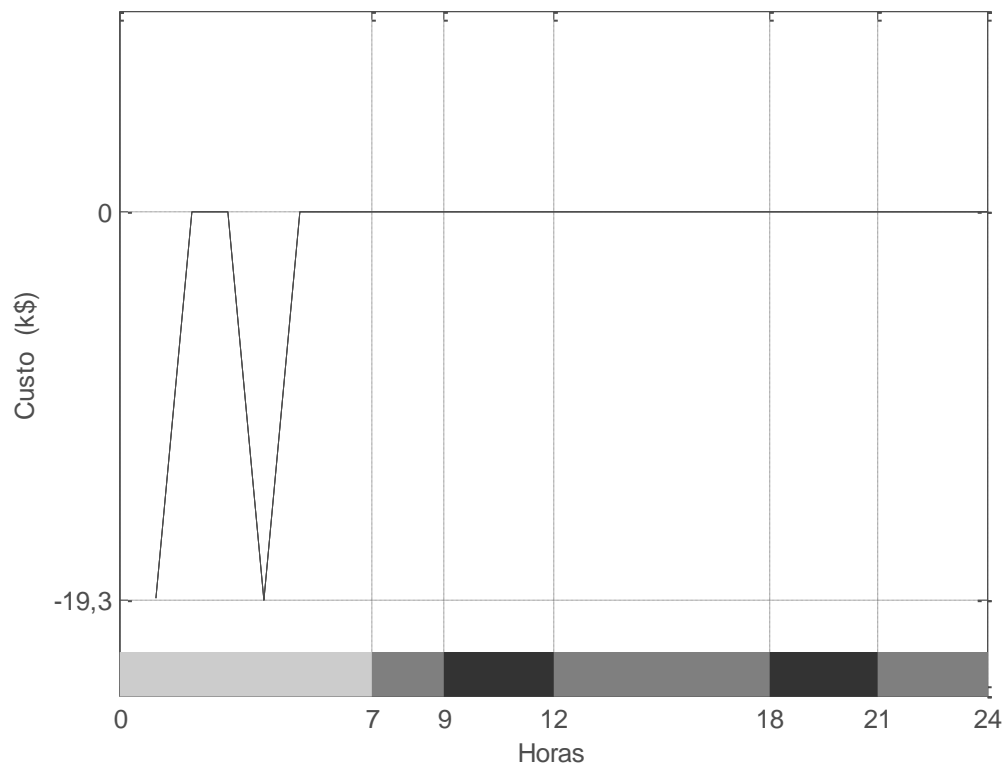


Figura 3.24 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Conclusões

Neste capítulo verificamos, através de métodos numéricos, o comportamento de uma central com o aumento da afluência.

As restrições de volume são sempre cumpridas. Com o aumento da afluência é possível verificar que a variação do volume se torna cada vez mais inconstante ao longo do tempo. No ponto de máxima afluência ela volta a estabilizar.

O caudal turbinado aumenta com o aumento da afluência. Quanto maior for a afluência mais tempo ele permanece no limite superior da sua restrição.

A potência fornecida aumenta com o aumento da afluência. Quanto maior for a afluência mais tempo ela permanece no limite superior da sua restrição.

No primeiro caso foi preferível não ultrapassar o patamar de 5% de desvio. Nos outros casos, com o aumento da afluência, isto não acontece. Trabalhou-se sempre nesse patamar ou superior. Verificou-se também que, com o aumento da afluência, o desvio encontra-se cada vez menos tempo nesse patamar.

Por tudo isto e como podemos verificar, com o aumento da afluência, deixa de haver custo mas também diminui o lucro obtido. Isto verifica-se porque o programa utilizado não analisou a possibilidade de descarregamento do excesso de água que levaria a que o lucro fosse superior.

Capítulo 4 - Inserção num mercado cujo preço de energia eléctrica possa ser alterado

Introdução

Com a nova estrutura organizativa do Sistema Eléctrico Nacional, o sector eléctrico passou a orientar-se por princípios de liberalização e de promoção da concorrência no mercado eléctrico. Com o principal objectivo de baixar os preços de consumo foi necessária uma reestruturação deste sector. Garantiu-se o acesso à rede por terceiros e possibilitou-se a concorrência a nível da produção. [10,11]

O propósito inicial era criar um sistema no qual a competição e os preços definidos no mercado *spot* estimulassem novos investimentos. O desenvolvimento de um mercado *spot* de energia eléctrica traria um aumento da flexibilidade das transacções e permitiria ajustes entre a energia contratada e a energia gerada.

Actualmente, inúmeras concessionárias publicam os seus preços com antecedência (anualmente, por exemplo), em função de dados estocásticos sobre demanda, hidrologia, dados climáticos, etc. O comportamento diário ou horário pode apresentar discrepâncias, que seriam evitadas se tais preços fossem calculados e informados em tempo real. Alguns países praticam tarifas (principalmente junto a consumidores industriais) com base em informações obtidas com antecedência de uma semana, um dia ou horas. Em raros casos, como por exemplo PG & E, nos Estados Unidos, e em algumas concessionárias na Noruega, o cálculo é, efectivamente, feito em tempo real e informado automaticamente ao cliente [12].

O que se pretende neste capítulo é estudar o comportamento da central de Belver, caso esta estivesse inserida num mercado, cuja tarifa fosse variável. Para isso, iremos variar a tarifa do funcionamento em vazio e comparar os resultados.

Exemplos de funcionamento

Para uma melhor análise dos resultados reais obtidos realizaram-se quatro estudos para quatro pontos de funcionamento da central. A variável a ser alterada será a tarifa do funcionamento em vazio. O primeiro caso será o caso base, em que a tarifa em utilização é a anteriormente considerada (a tarifa actualmente utilizada). O segundo, terceiro e quarto casos estudarão o comportamento da central com uma tarifa nula, uma tarifa ligeiramente

superior à do primeiro caso e, por último, uma tarifa igual à tarifa do funcionamento em cheio. Os dados utilizados para a análise deste comportamento encontram-se em anexo.

Primeiro caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica com a tarifa actualmente em utilização. Tal como conseguimos visualizar na Figura 4.1, a sua afluência é reduzida. Durante a maior parte do dia chega mesmo a ter valor zero.

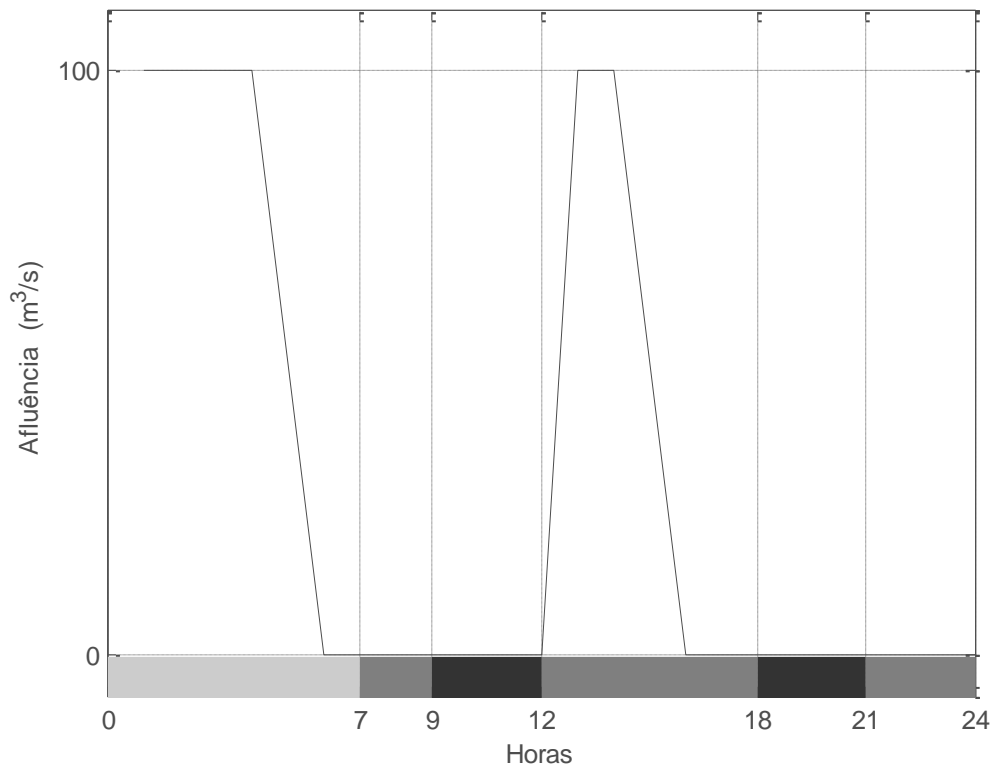


Figura 4.1 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta

A afluência da central, neste estudo, vai manter-se constante. Com afluências tão baixas em alguns horários será necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

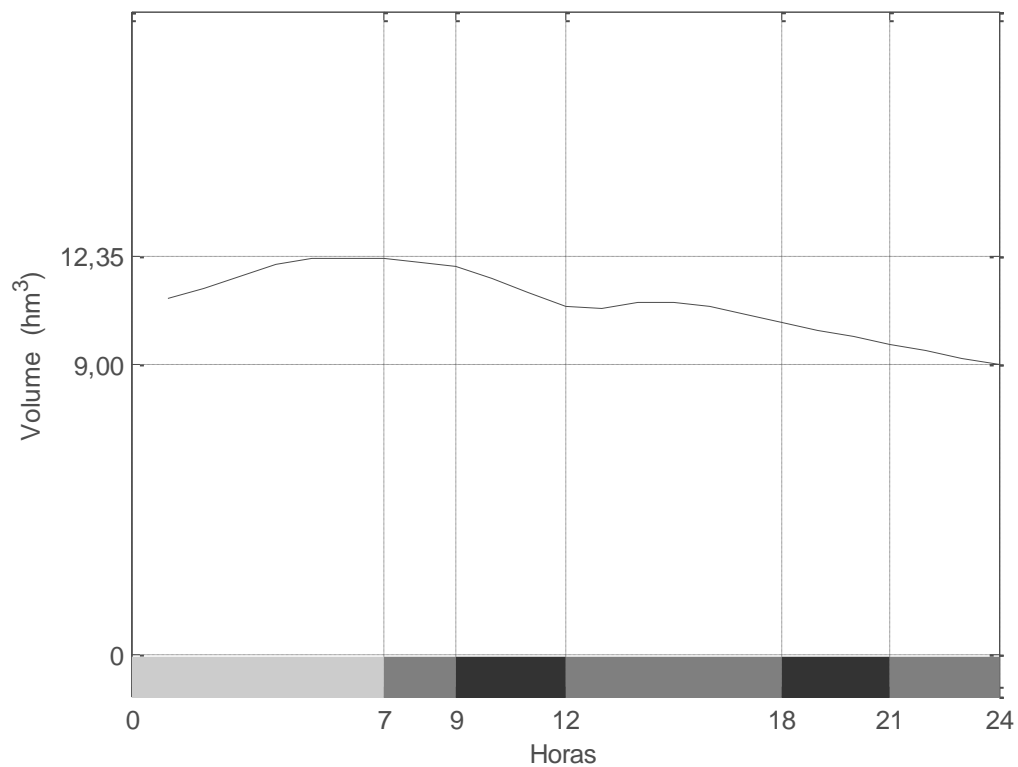


Figura 4.2 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo. Nas horas de vazio o volume apenas aumenta, o que indica que toda a afluência à central, nesse horário, é armazenada. Esta variação deve-se ao facto de ser necessária a existência do maior volume possível nas horas de cheio e horas de ponta para turbinar um caudal maior.

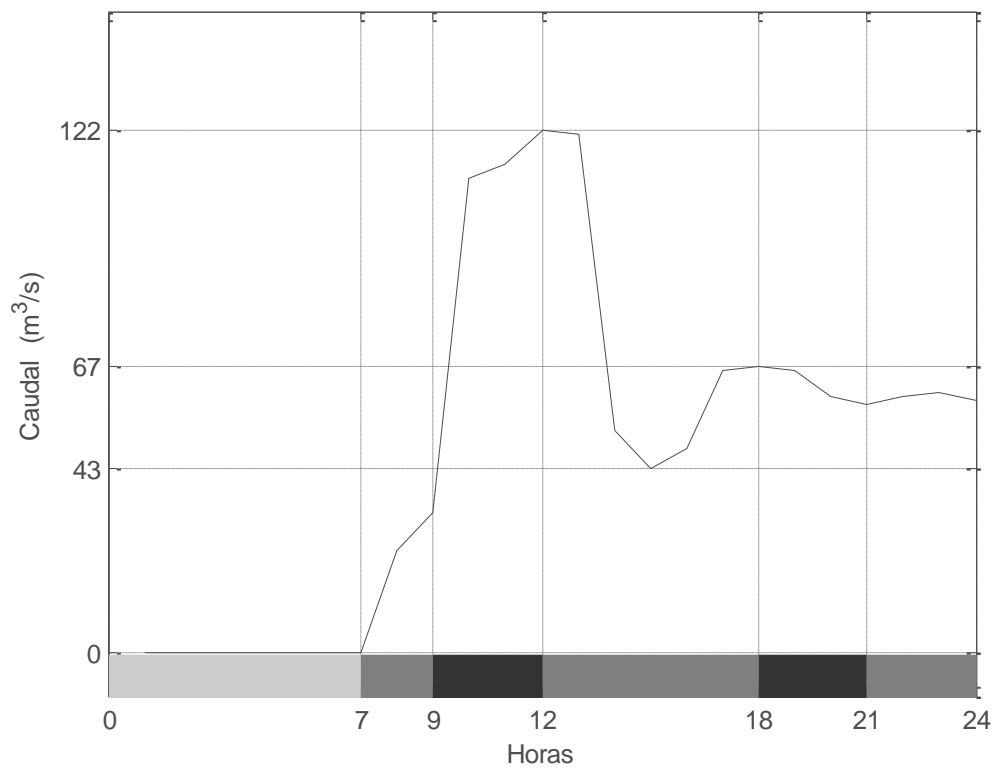


Figura 4.3 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Durante a hora de vazio o caudal turbinado foi nulo o que leva à conclusão, como foi referido, que toda a afluência na hora de vazio foi armazenada. Existem ainda dois máximos de funcionamento referentes às horas de ponta (onde o lucro de produção é superior). Apresenta-se de seguida, na Figura 4.4, a potência que será produzida pela central.

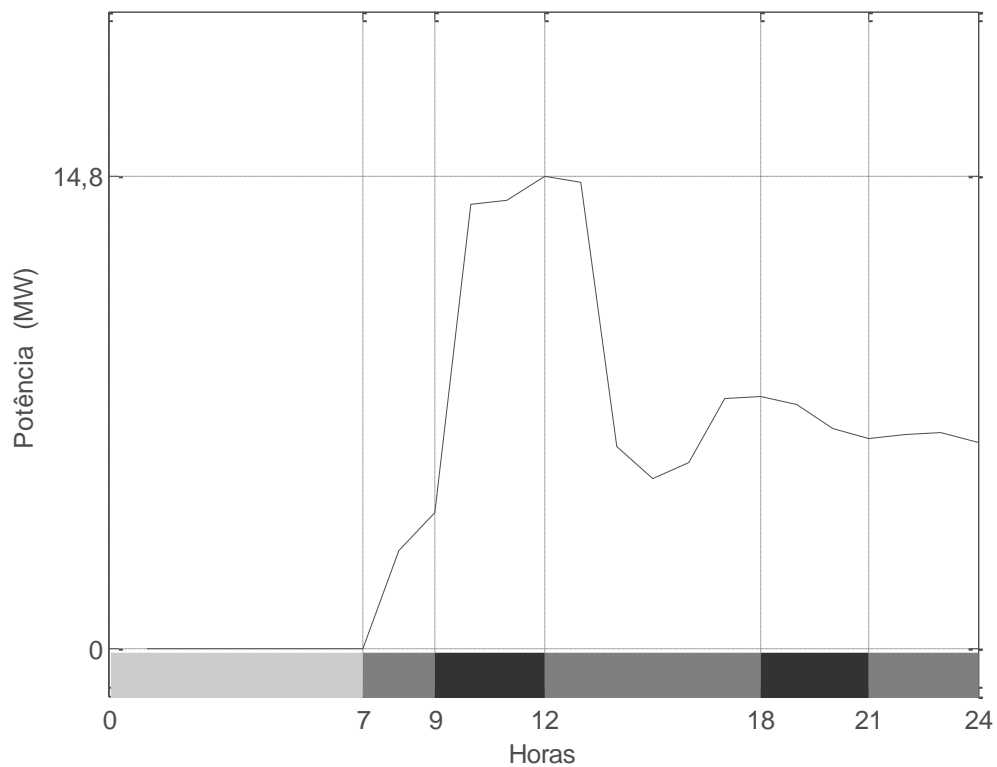


Figura 4.4 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 4.5 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, muito abaixo do patamar de -15% nas horas de vazio, no patamar de -5 % durante algumas horas nas horas de ponta e no limiar do patamar de -15% no tempo restante.

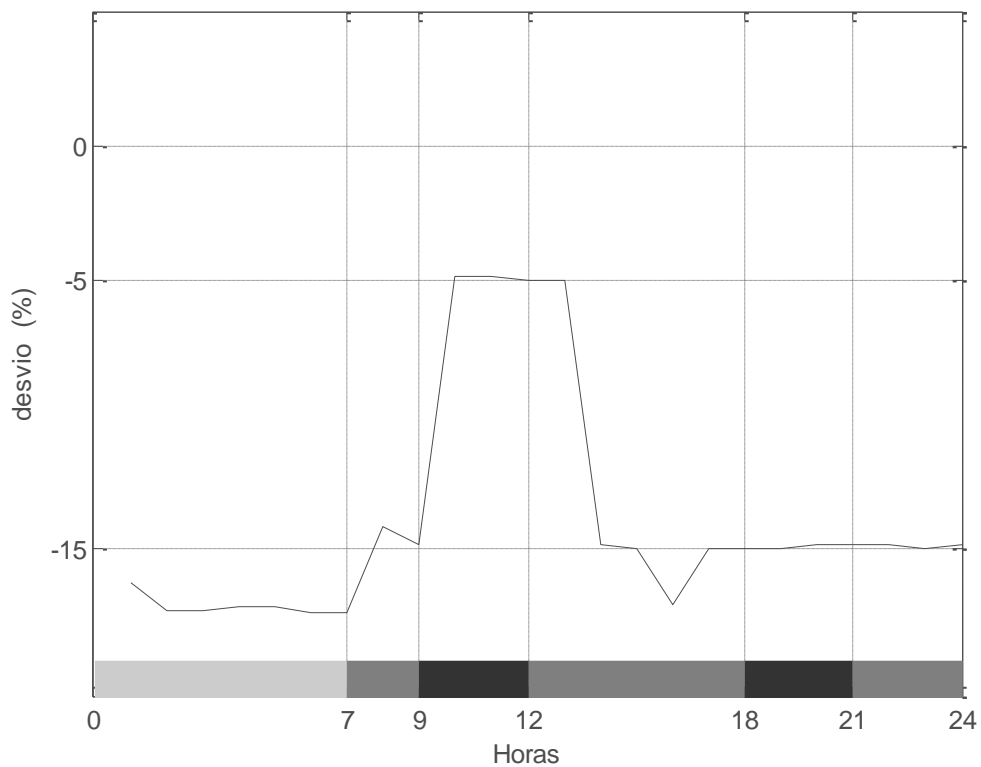


Figura 4.5 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 4.6 mostra que incorremos sempre em custo. Como a energia nas horas de ponta é mais valorizada, é nessas horas que se procura turbinar um maior caudal. É possível concluir, por estes dados, que a optimização da exploração não pretende satisfazer a carga, mas sim minimizar os custos.

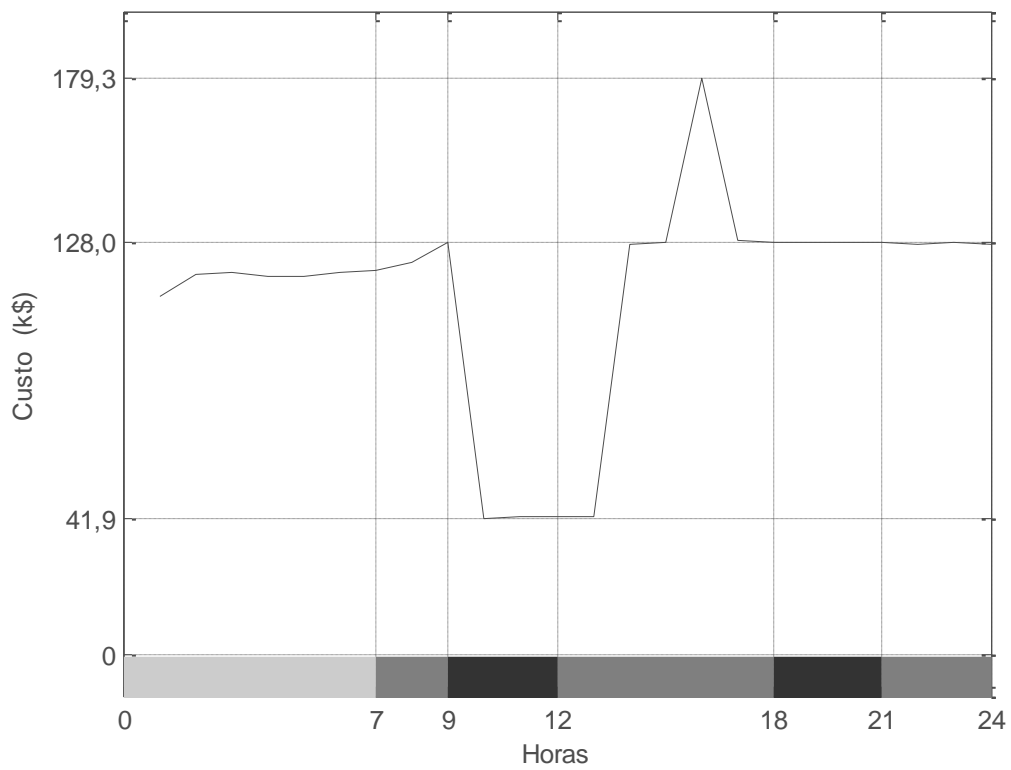


Figura 4.6 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o primeiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Segundo caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica com a tarifa nula nas horas de vazio. Tal como conseguimos visualizar na Figura 4.7, o gráfico de afluência mantém-se constante em relação ao caso anterior.

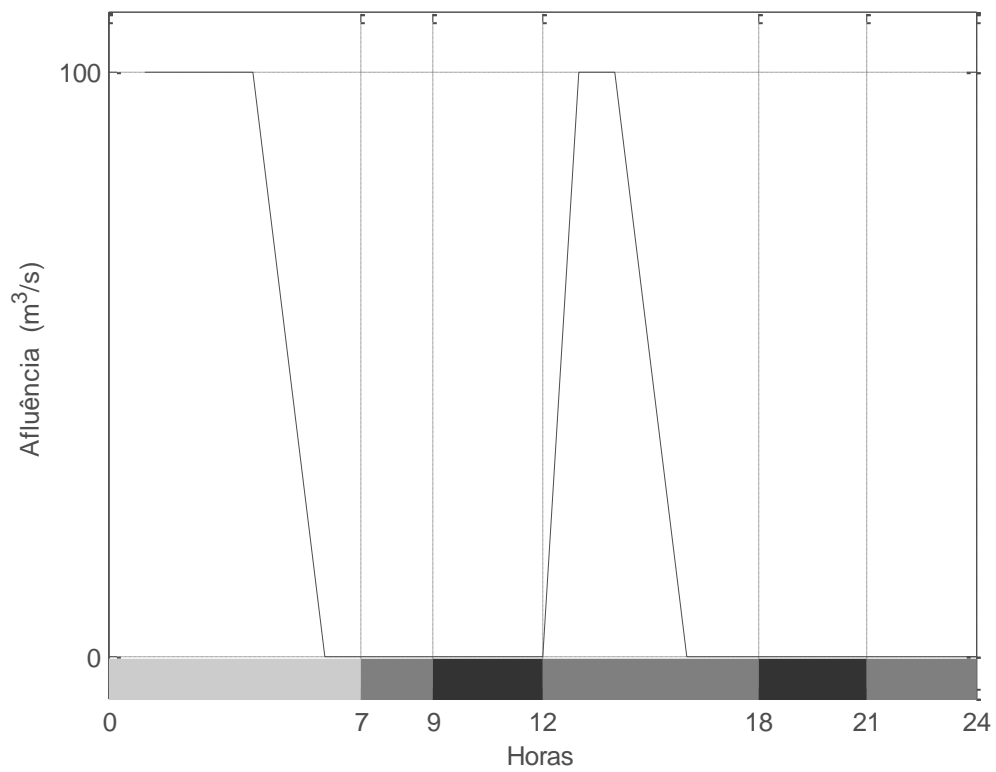


Figura 4.7 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheia e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como no caso anterior continua a ser necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

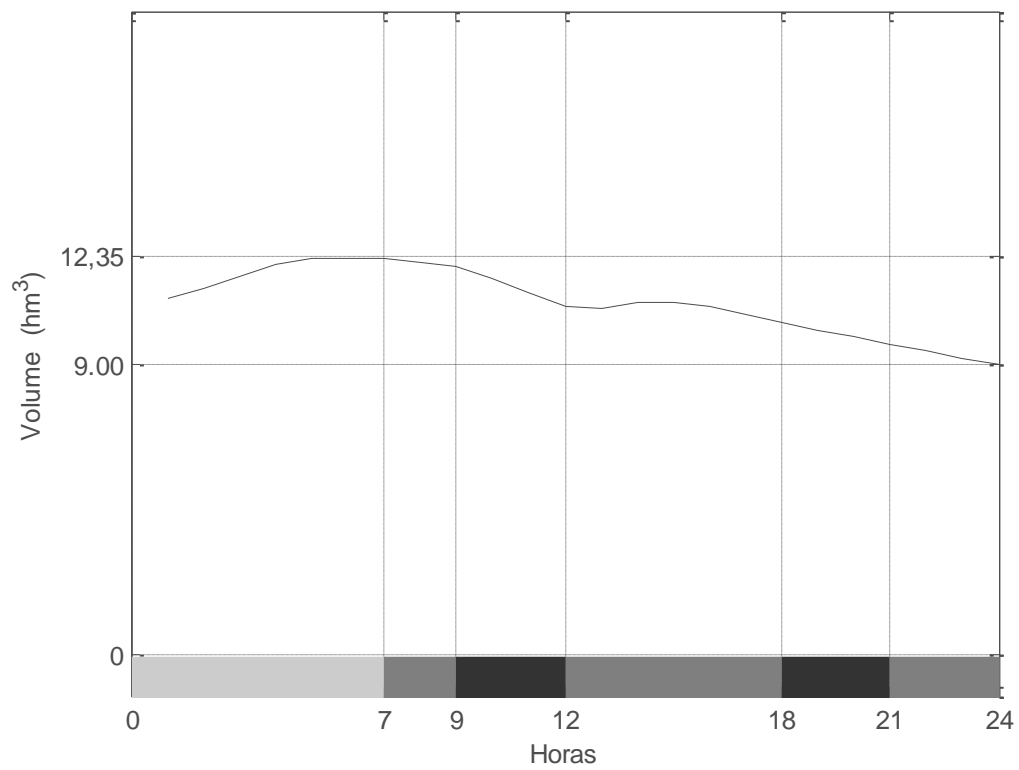


Figura 4.8 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazão, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheia e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo. Nas horas de vazão o volume apenas aumenta, o que indica que toda a afluência à central nesse horário é armazenada.

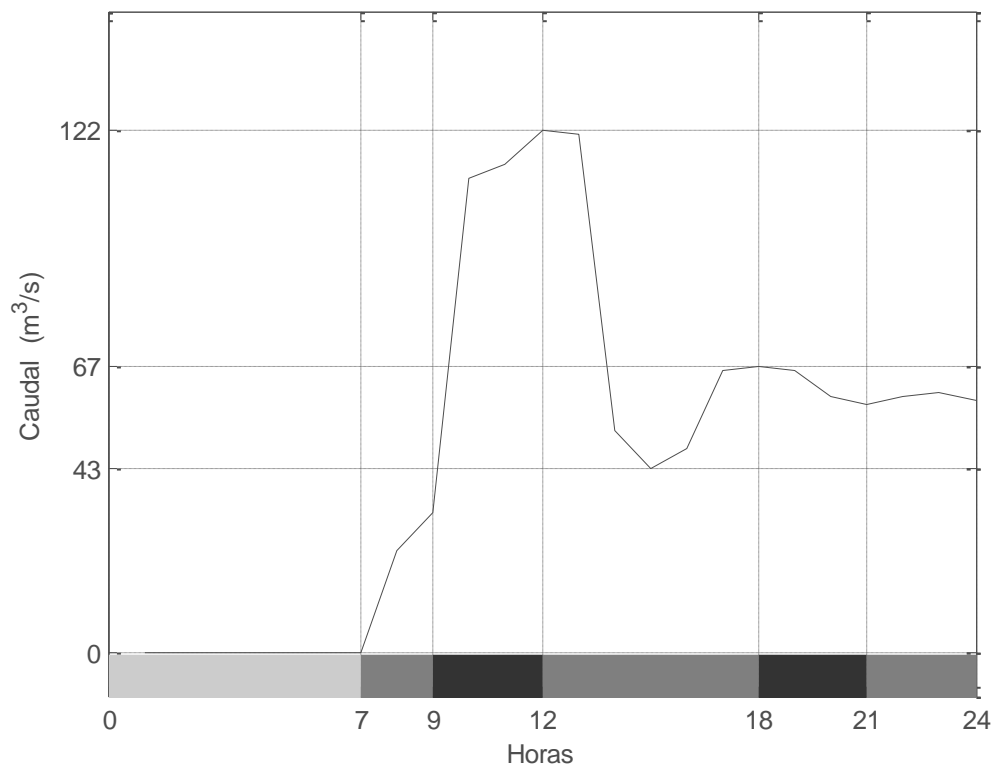


Figura 4.9 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Durante a hora de vazio o caudal turbinado foi nulo o que leva a conclusão, como foi referido, que toda a afluência na hora de vazio foi armazenada. Existem ainda dois máximos de funcionamento referentes às horas de ponta (onde o lucro de produção é superior).

Apresenta-se de seguida, na Figura 4.10, a potência que será produzida pela central.

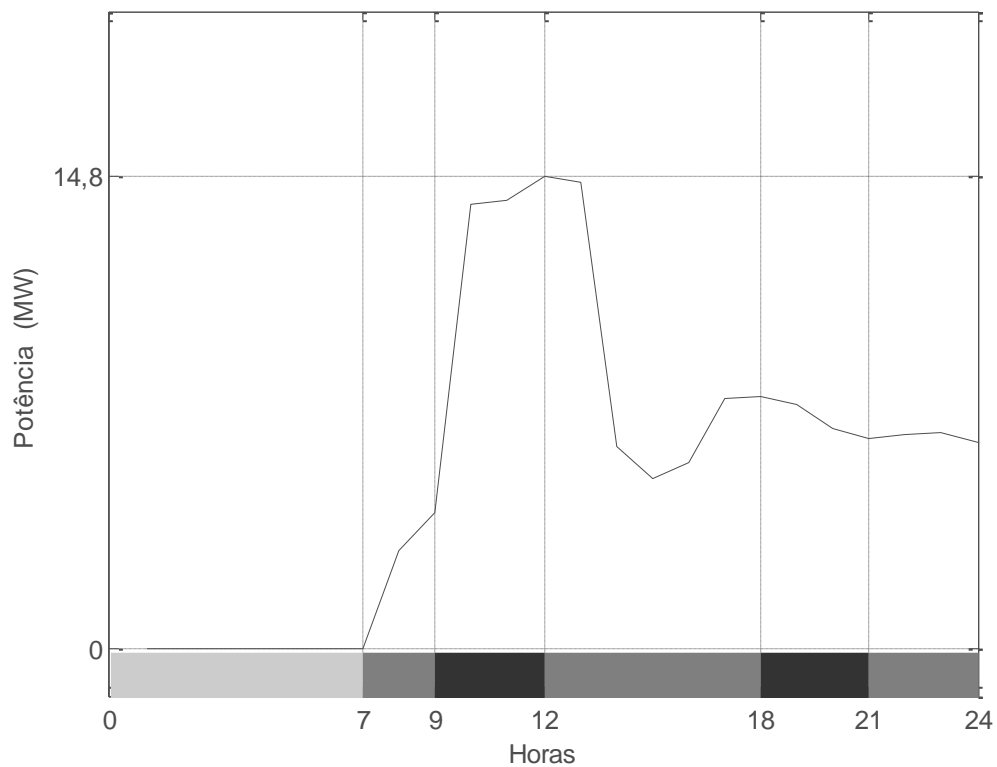


Figura 4.10 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 4.11 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, muito abaixo do patamar de -15% nas horas de vazio, no patamar de -5 % durante algumas horas nas horas de ponta e no limiar do patamar de -15% no tempo restante.

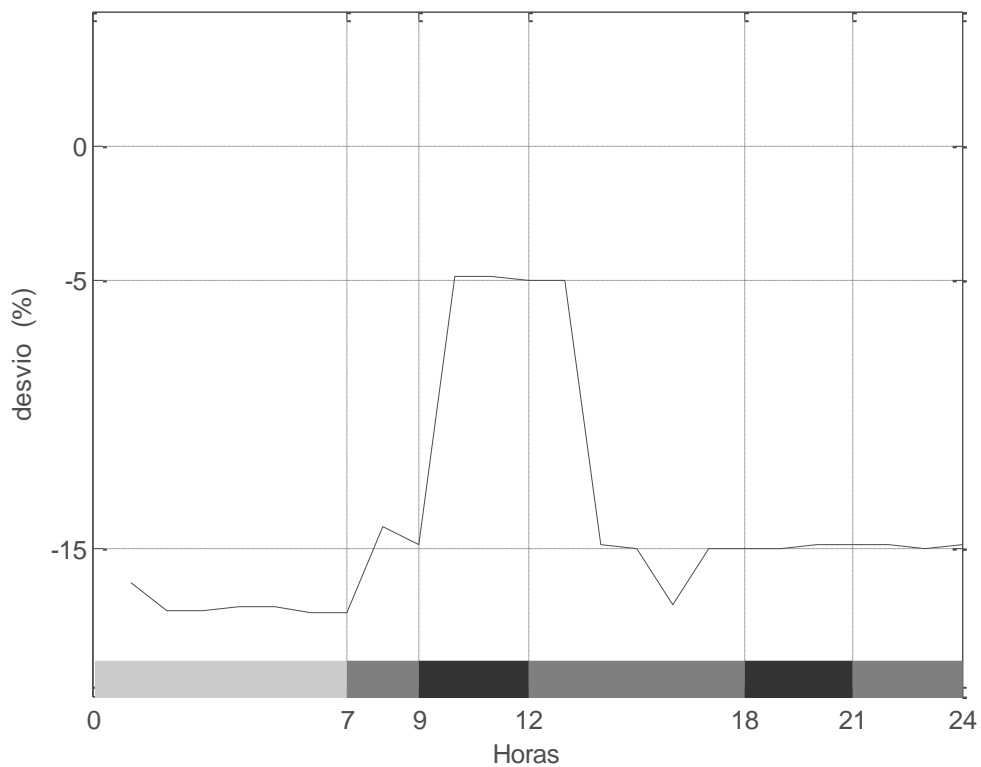


Figura 4.11 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 4.12 mostra que, com excepção da hora de vazio, incorremos sempre em custo. Como a energia nas horas de ponta é mais valorizada, é nessas horas que se procura turbinar um maior caudal. Na hora de vazio, como a tarifa considerada é nula, o seu custo também é nulo.

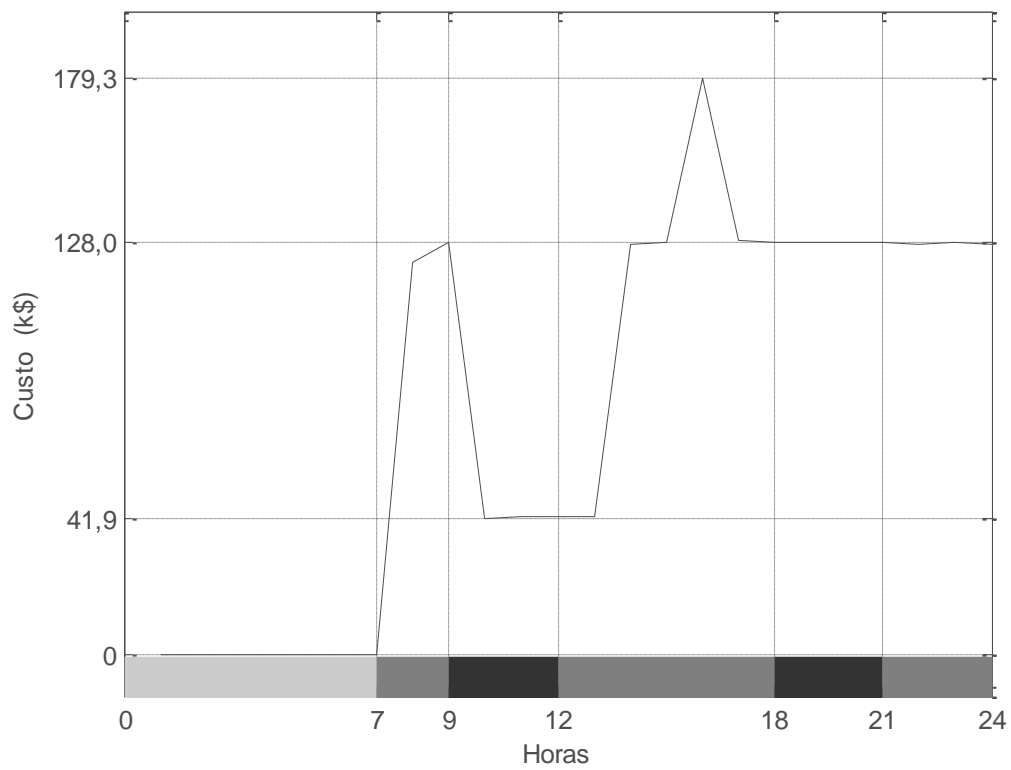


Figura 4.12 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o segundo caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Terceiro caso

Neste caso é analisado o funcionamento da tarifa em comparação com o primeiro caso. Tal como conseguimos visualizar na Figura 4.13, o gráfico de afluência mantém-se constante em relação aos dois casos anteriores.

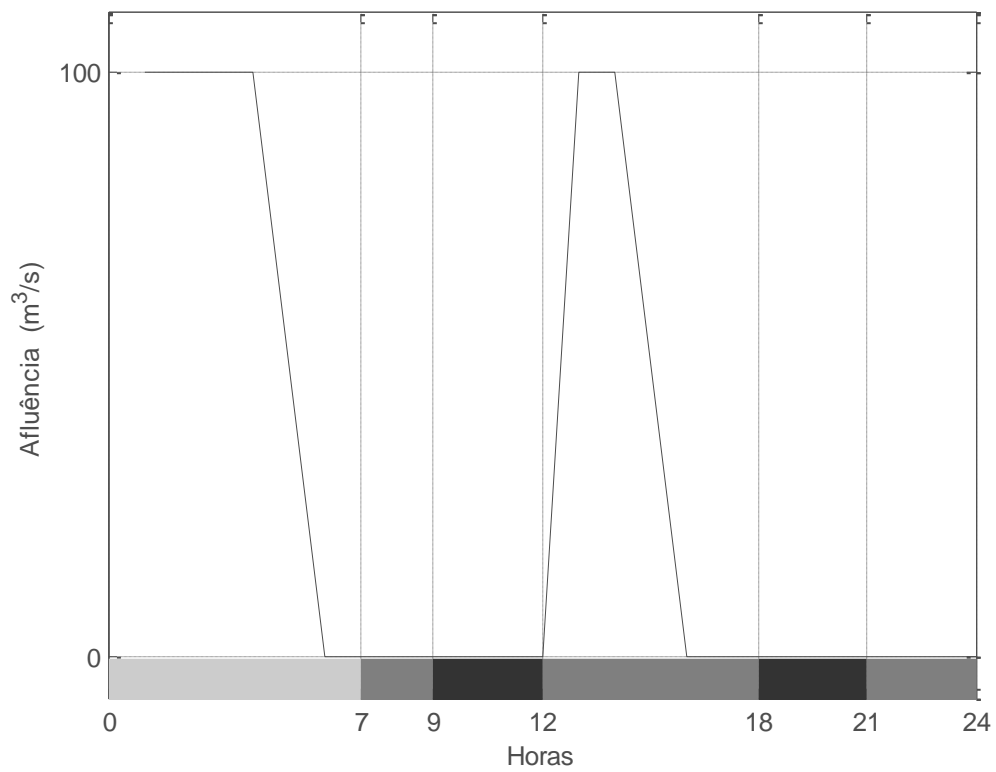


Figura 4.13 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheia e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como no caso anterior continua a ser necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

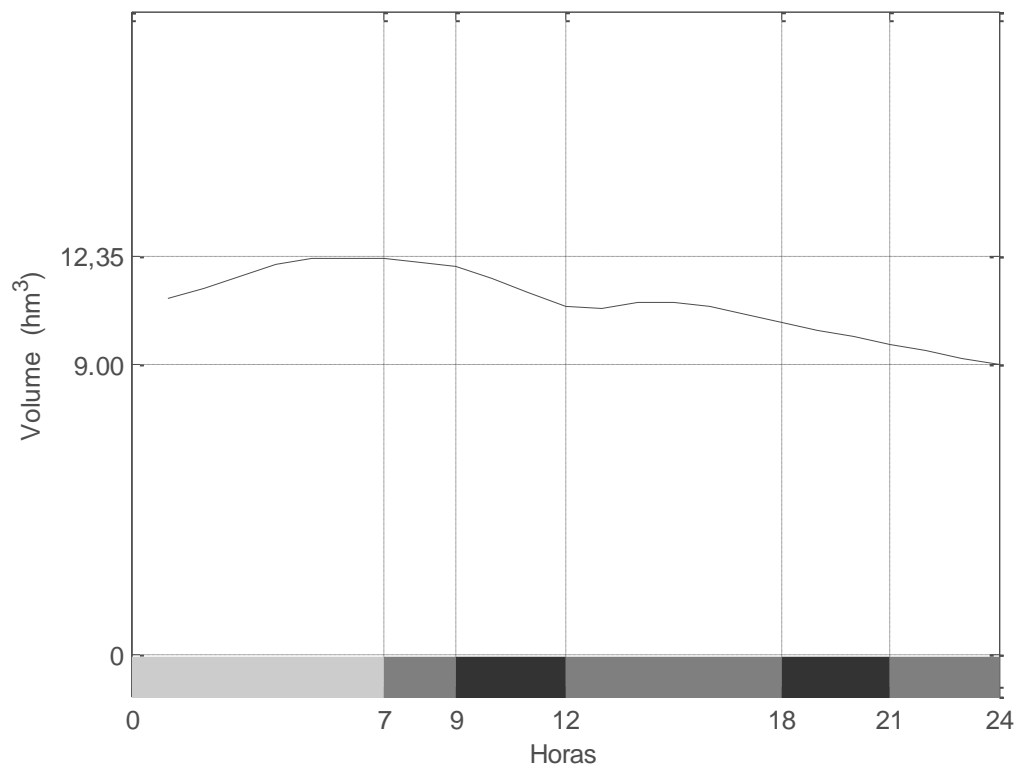


Figura 4.14 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo.

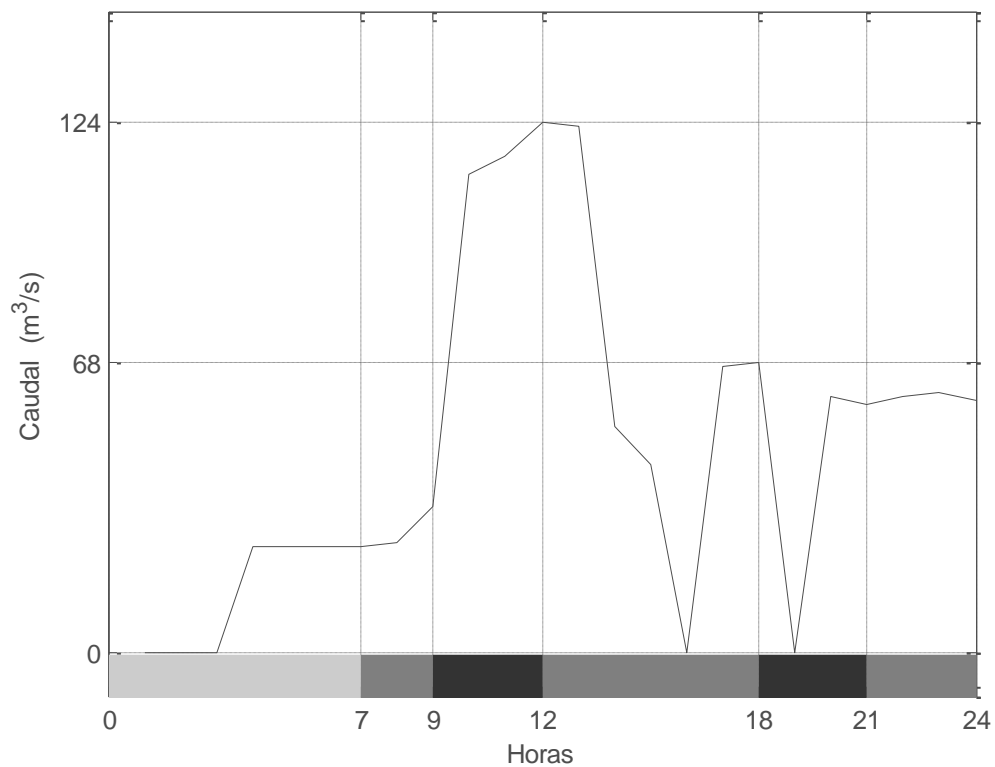


Figura 4.15 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Durante a hora de vazio o caudal turbinado foi nulo durante parte do tempo, após o qual se registou uma ligeira subida. Com a subida da tarifa tornou-se necessário turbinar este caudal para minimizar os custos. Existem, ainda, dois máximos de funcionamento referentes às horas de ponta (onde o lucro de produção é superior).

Apresenta-se de seguida, na Figura 4.16, a potência produzida pela central.

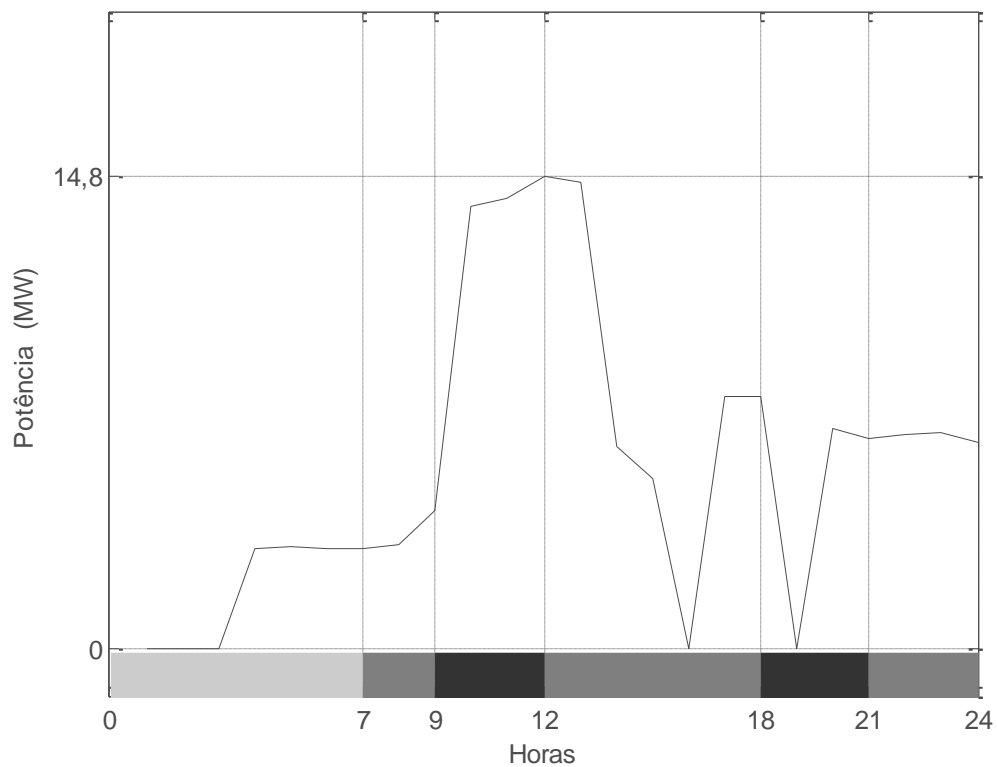


Figura 4.16 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 4.17 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, em torno do patamar de -15%. Ao contrário dos casos anteriores, nas horas de vazio, trabalhou-se abaixo e acima desse patamar. Trabalhou-se no patamar de -5 % durante algumas horas nas horas de ponta e registaram-se 2 mínimos muito abaixo do patamar de -15% para garantir o funcionamento nesse limiar no tempo restante.

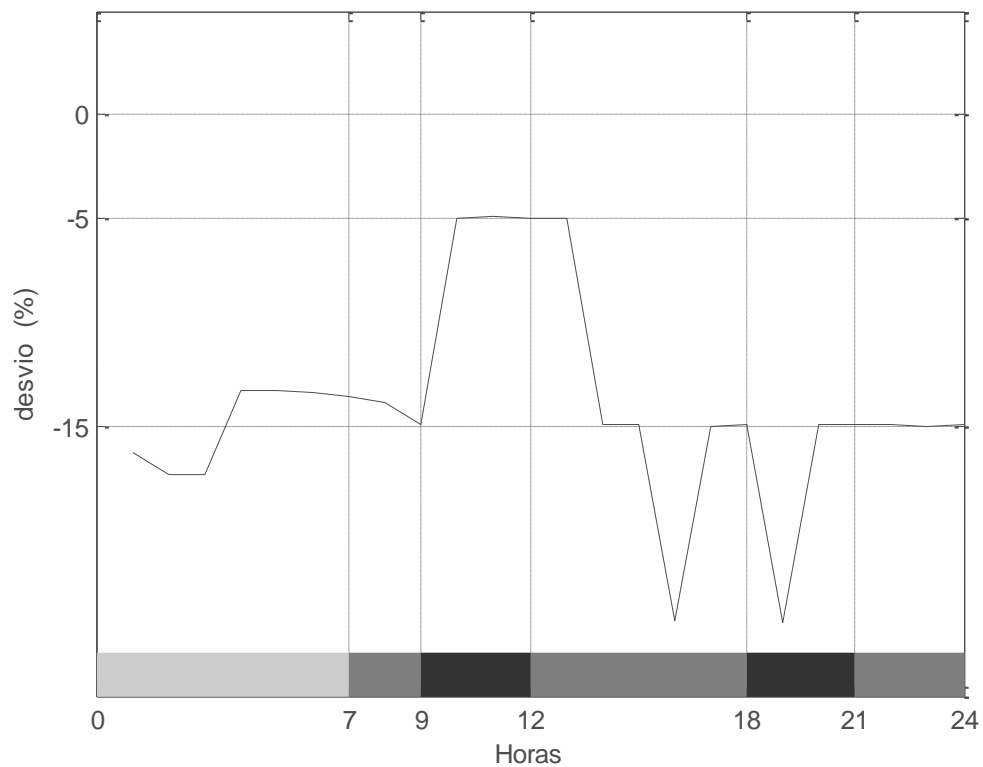


Figura 4.17 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 4.18 mostra que incorremos sempre em custo. Esse custo será menor nas horas de ponta pois, como são mais valorizada, é nessas horas que se procura turbinar um maior caudal. Existem ainda dois máximos no gráfico que ocorrem para permitir que a central funcione no tempo restante no limiar do patamar dos -15% e, assim, minimizar o custo total.

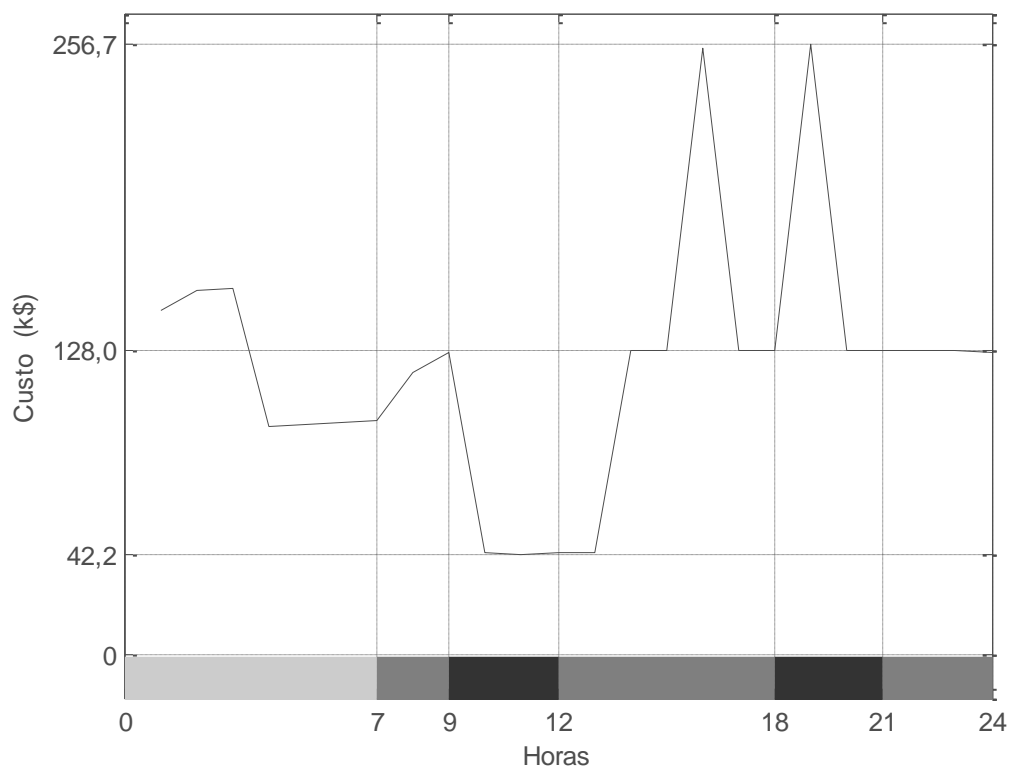


Figura 4.18 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o terceiro caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Quarto caso

Neste caso é analisado o funcionamento da central hidroeléctrica com o valor da tarifa na hora de vazio igual ao valor da tarifa em hora de cheio. Tal como conseguimos visualizar na Figura 4.19, o gráfico de afluência mantém-se constante em relação aos três casos anteriores.

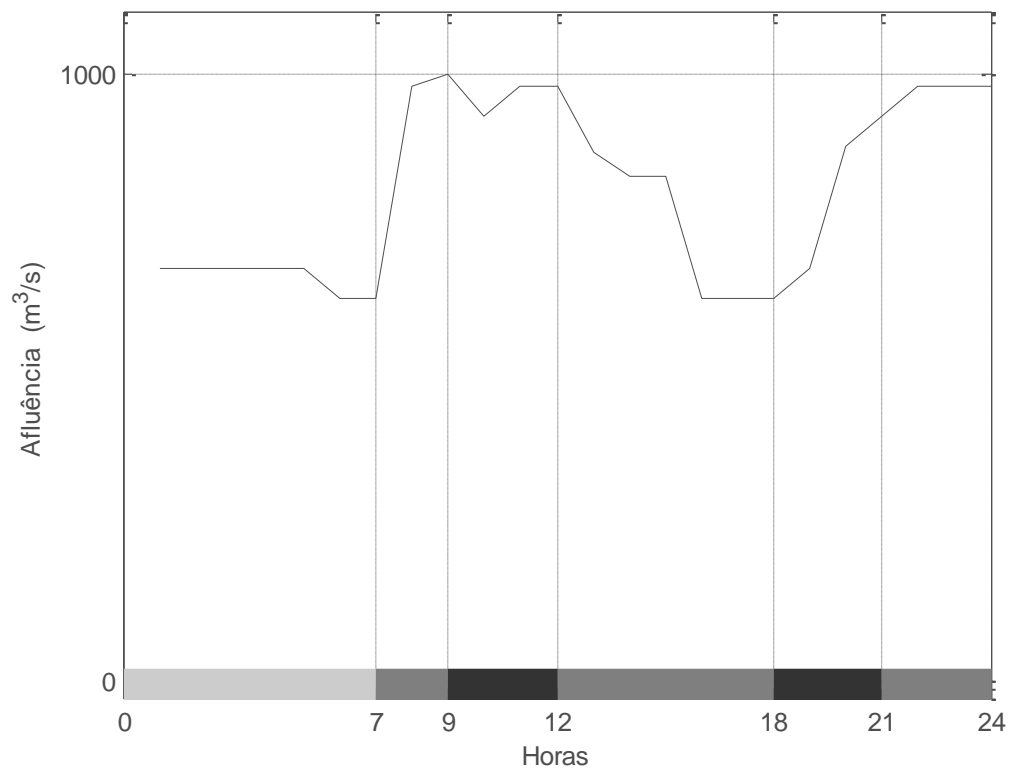


Figura 4.19 Variação da afluência durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Tal como no caso anterior continua a ser necessário gerir o volume para garantir que os volumes mínimo e máximo não sejam ultrapassados.

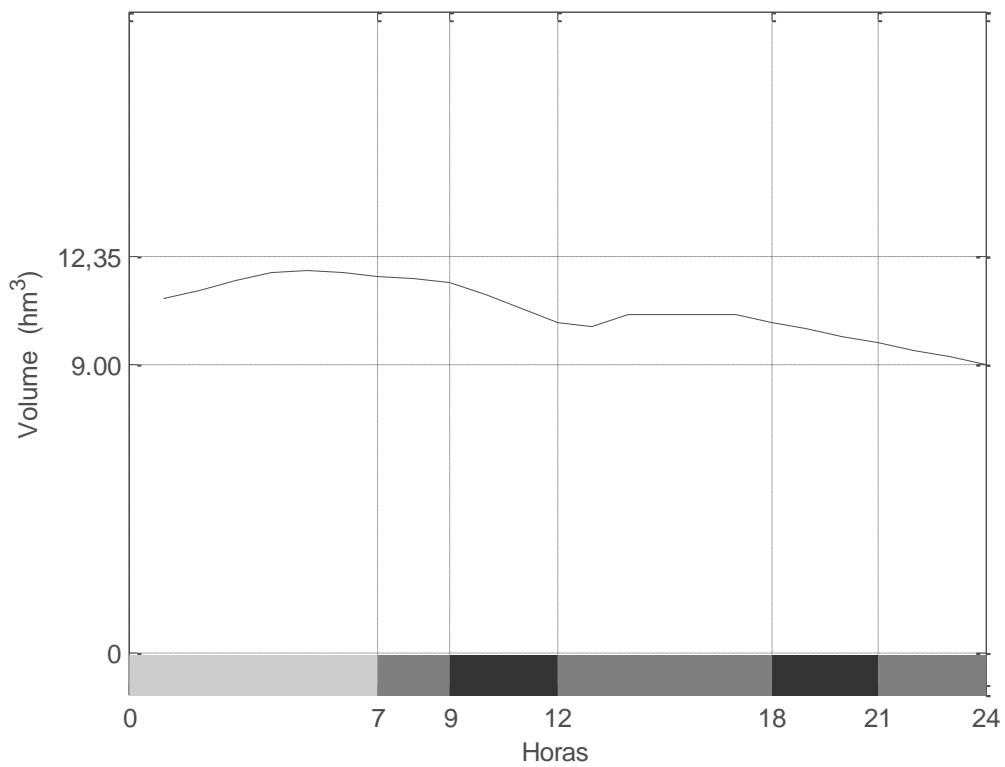


Figura 4.20 Variação do volume durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazão, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheia e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Como se pode verificar, o volume varia entre valores pertencentes ao intervalo entre os volumes mínimo e máximo.

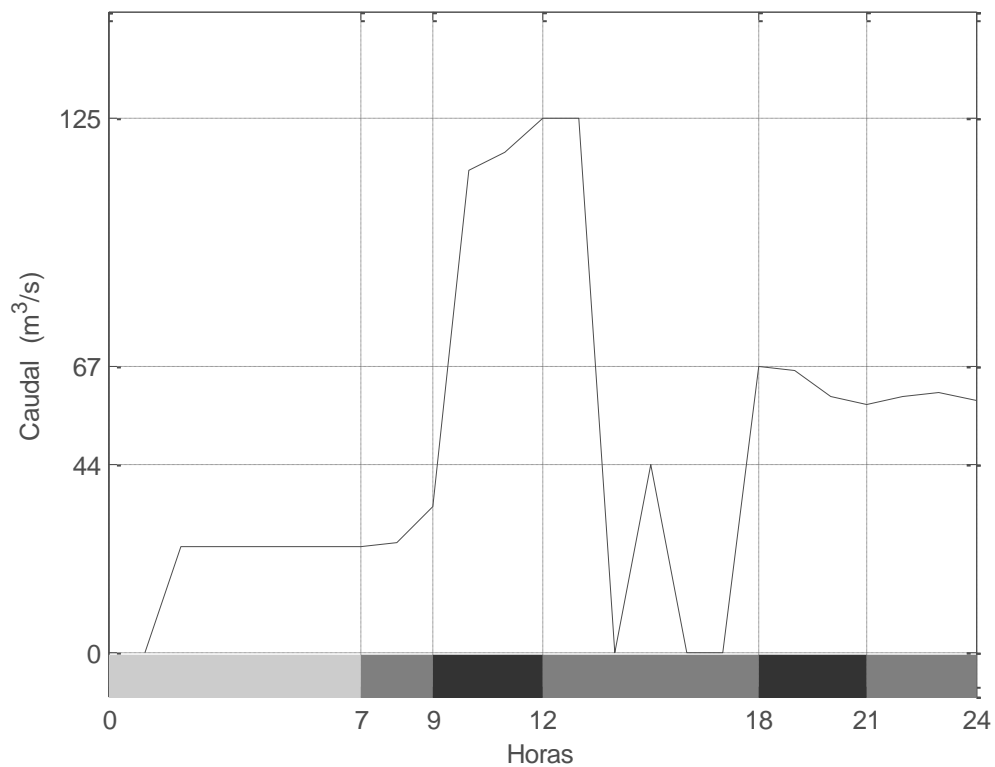


Figura 4.21 Variação do caudal turbinado durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Durante a hora de vazio o caudal turbinado foi nulo durante parte do tempo, após o qual se registou uma ligeira subida. Com a subida da tarifa tornou-se necessário turbinar este caudal para minimizar os custos. Existem, ainda, dois máximos de funcionamento referentes às horas de ponta (onde o lucro de produção é superior).

Apresenta-se de seguida, na Figura 4.22, a potência produzida pela central.

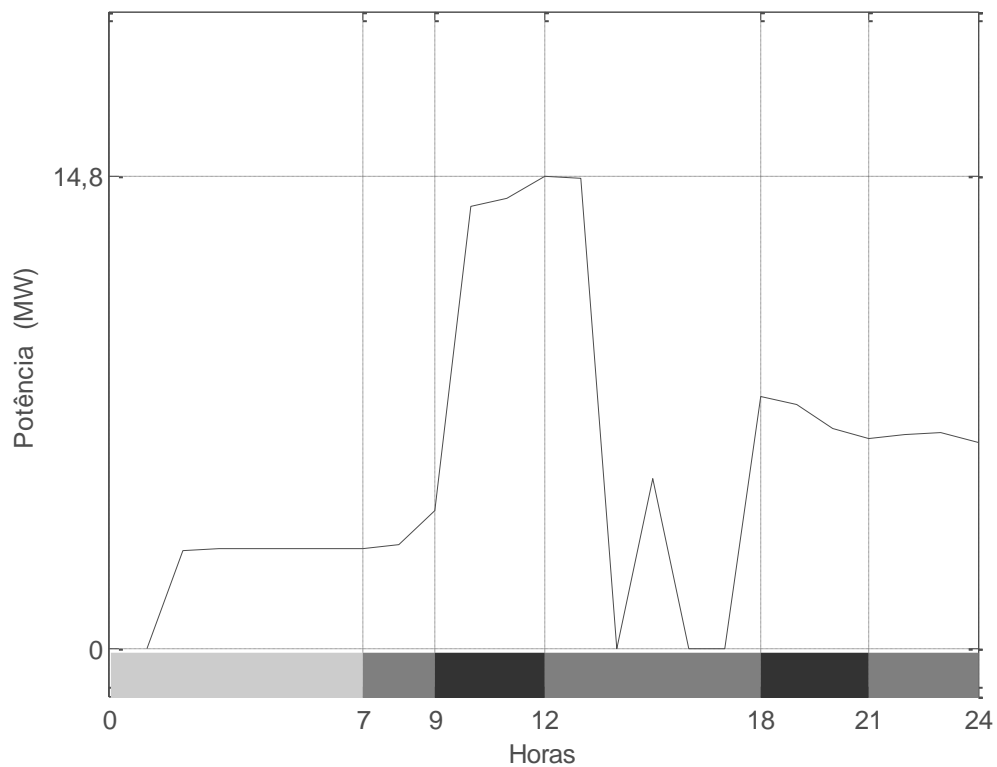


Figura 4.22 Variação da potência produzida durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinza claro: tarifa nas horas de vazio, cinza intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinza escuro: tarifa nas horas de ponta.

Esta potência será comparada com a contratada para ser calculado o desvio e o correspondente custo ou proveito

A Figura 4.23 mostra que foi preferível operar, em percentagem do desvio, em torno do patamar de -15%. Como no caso anterior, nas horas de vazio, trabalhou-se abaixo e acima desse patamar. Trabalhou-se no patamar de -5 % durante algumas horas nas horas de ponta e registaram-se 2 mínimos muito abaixo do patamar de -15% para garantir o funcionamento nesse limiar no tempo restante.

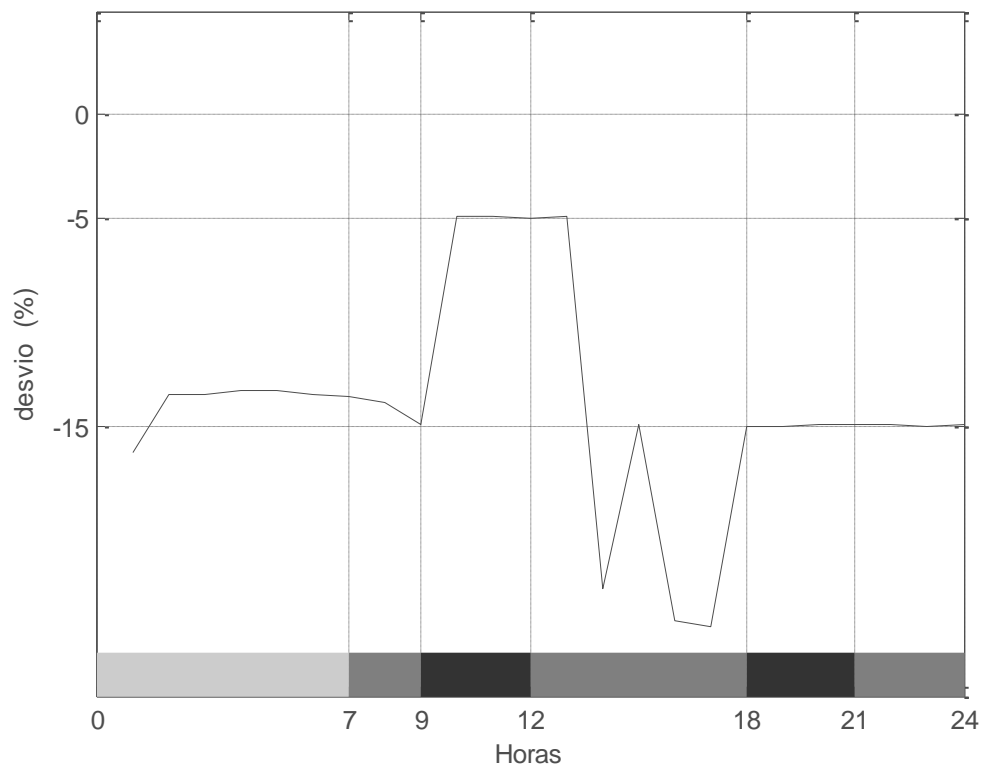


Figura 4.23 Variação do desvio durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

A Figura 4.24 mostra que incorremos sempre em custo. Esse custo será menor nas horas de ponta pois, como são mais valorizada, é nessas horas que se procura turbinar um maior caudal. Existem ainda dois máximos no gráfico que ocorrem para permitir que a central funcione no tempo restante no limiar do patamar dos -15% e, assim, minimizar o custo total.

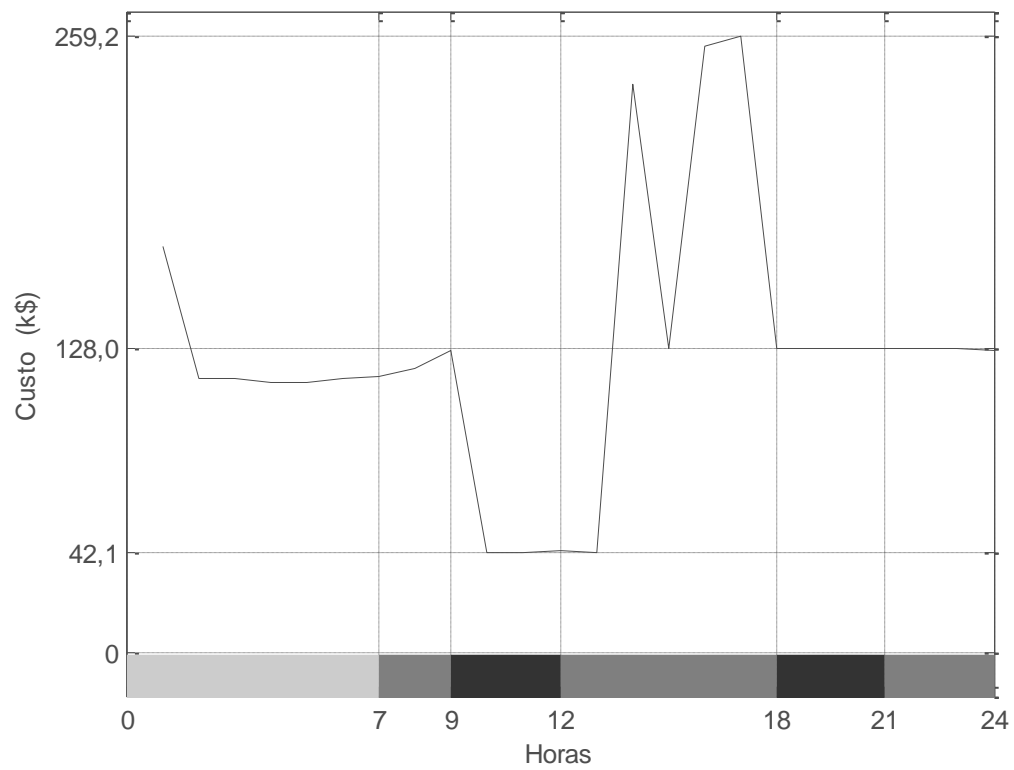


Figura 4.24 Variação do custo durante vinte e quatro horas para o quarto caso. A barra com três tonalidades de cinza representa a tarifa horária: cinzento claro: tarifa nas horas de vazio, cinzento intermédio: tarifa nas horas de cheio e cinzento escuro: tarifa nas horas de ponta.

Conclusões

Neste capítulo verificámos, através da utilização de métodos numéricos, qual o comportamento de uma central perante a variação da tarifa nas horas de vazio.

Para uma melhor compreensão dos resultados obtidos, a afluência manteve-se sempre constante.

As restrições de volume são sempre cumpridas. Com o aumento da tarifa houve apenas uma ligeira variação no volume máximo que foi possível atingir.

Com o aumento da tarifa nas horas de vazio houve uma necessidade de turbinar um maior caudal nesse horário. Quanto maior for a tarifa, maior será o caudal turbinado, mesmo que isso signifique a existência de momentos em que o caudal turbinado seja zero nos restantes horários.

Em relação à potência podemos retirar a mesma conclusão. Com o aumento da tarifa nas horas de vazio nota-se que houve uma produção superior de potência nesse horário. Quanto maior for a tarifa, maior será a potência produzida, mesmo que isso signifique a existência de momentos em que a potência seja zero nos restantes horários.

Com o aumento da tarifa nas horas de vazio, o desvio, foi progressivamente aumentando o tempo de funcionamento acima do patamar dos -15%, nesse horário, mesmo que isso significasse um desvio muito maior em outros horários, o que acontece mais frequentemente com o aumento da tarifa.

Por último, com o aumento da tarifa podemos verificar que, para os dados considerados e com uma afluência tão escassa, existirá sempre custo. Os valores máximos de custo obtidos serão superiores com o aumento da tarifa. É necessário referir também que, no caso de a tarifa ser zero, para qualquer caudal turbinado o seu custo é também zero.

Capítulo 5 - Conclusão

Conclusões principais

Na presente dissertação foi analisado um problema de optimização de exploração de uma central hidroeléctrica no contexto actual face aos desafios surgidos pelo aparecimento de novos mercados de energia eléctrica. A opção pela utilização de programação dinâmica permite testar todas as possibilidades de decisão e escolher as melhores. Garante-se assim que os resultados são óptimos e globalmente óptimos. Este método permite minimizar os custos de produção no contexto dos novos mercados de energia eléctrica, em particular do mercado bilateral. A tese incide sobre a interpretação das técnicas de optimização da exploração, e nela são apresentadas ilustrações, com base em resultados numéricos de simulação, que contribuíram para a compreensão do funcionamento da central hidroeléctrica. Para permitir obter o perfil óptimo da exploração formulou-se uma função objectivo do problema que possibilitasse a minimização dos custos e, se possível, a obtenção de benefícios na produção, com fins ilustrativos. Analisou-se, ainda, o problema de afectação de unidades, em centrais hidroeléctricas. De forma a viabilizar este estudo, optou-se por utilizar o método baseado em técnicas de optimização dual de *Lagrange*, também conhecido como relaxação *Lagrangeana*, por se considerar ser o mais adequado à resolução do problema. Foram obtidas curvas características para a central, que correspondem ao máximo rendimento energético e permitem conhecer todos os valores de potência que a central pode produzir, e quais as unidades que devem ser utilizadas, com que caudal e a que nível de potência.

Para análise dos resultados foi escolhido um exemplo real, a central hidroeléctrica de Belver. Esta é composta por seis unidades de geração, divididas em três grupos distintos entre si e cada grupo é caracterizado por uma relação de três variáveis: potência, caudal e queda.

Realizaram-se quatro estudos para quatro pontos de funcionamento da central alterando apenas a afluência. No primeiro caso a afluência é reduzida (nula em alguns momentos) e nos restantes aumenta progressivamente. Através de métodos visuais constatou-se que aumentando a afluência deixa de haver custo mas também diminui o lucro obtido.

Face à nova estrutura organizativa do Sistema Eléctrico Nacional que levou ao desenvolvimento de um mercado *spot* optou-se por analisar, igualmente, o comportamento da central variando a tarifa de funcionamento nas horas de vazio. Assim, realizaram-se quatro estudos para quatro pontos de funcionamento da central. No primeiro caso considerou-se a tarifa actual, no segundo uma tarifa nula, no terceiro uma tarifa ligeiramente superior à do primeiro caso e no quarto uma tarifa igual à tarifa do funcionamento em cheio. Através de métodos visuais constatou-se que, para as tarifas base e nula, durante a hora de vazio, o caudal turbinado foi nulo e toda a afluência foi armazenada, para posterior utilização nas horas de ponta onde é mais valorizada. Constatou-se, ainda, que com o aumento da tarifa

tornou-se necessário turbinar o caudal, nesse horário, para minimizar os custos e que quanto maior for a tarifa maior será o caudal turbinado, mesmo que isso signifique a existência de momentos em que o caudal turbinado seja zero, nos restantes horários.

Direcções de investigação

Concluído este estudo é possível estabelecer o seguinte conjunto de direcções para uma futura investigação.

Para uma melhor análise do funcionamento da central poder-se-ão ainda realizar vários estudos alterando outras variáveis para além das estudadas. Entre essas variáveis sugerem-se, entre outras, a potência contratada, as limitações de cota e a restrição de utilização de uma ou mais unidades de produção.

No seguimento do trabalho iniciado nesta tese e na perspectiva de melhorar a eficácia dos mercados de energia eléctrica, propõe-se, por se considerar interessante, o desenvolvimento de outros algoritmos conducentes à implementação de novas estruturas de mercado. Com a existência do mercado *spot* irá ser necessária a implementação de um algoritmo, que permita a variação da tarifa, não apenas para um período, mas para cada hora, em tempo real. Esta alteração irá garantir uma melhor optimização da central para aquele horário.

Considera-se, igualmente, interessante estender a optimização da exploração também a centrais térmicas, que podem, inclusive, ser construídas com o objectivo de venda de energia no mercado *spot*.

Referências Bibliográficas

- [1] Associação Portuguesa de Telemática Educativa, <http://web.educom.pt/fq/energia/index.htm>, Outubro 2010.
- [2] ITAIPU Binacional, <http://www.itaipu.gov.br/energia/10-motivos-para-promover-hidreletricidade>, Outubro 2010.
- [3] AICEP Portugal Global, <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/PorquePortugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>, Outubro 2010.
- [4] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, <http://www.min-economia.pt/innerPage.aspx?idCat=51&idMasterCat=13&idLang=1>, Outubro 2010.
- [5] L.A.F.M. Ferreira, T. Andersson, C.F. Imparato, T.E. Miller, C.K. Pang, A. Svoboda, and A.F. Vojdani, “Short-Term Resource Scheduling in Multi-Area Hydrothermal Power Systems”, International Journal of Electric Power and Energy Systems, EPES-11, pp. 200-212, 1989.
- [6] Ernan Ni, Xioahong Guan, “Scheduling HydroThermal Power Systems with cascaded and Head-Dependent Reservoirs”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999.
- [7] S.O. Orero, M.R. Irving, “A Genetic Algorithm Modelling Framework and Solution Technique for Short Term Optimal Hydrothermal Scheduling”, IEEE Transactions onPower Systems, Vol. 3, No.2, May 1998.
- [8] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “Desenvolvimento do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV)”, <http://www.erse.pt>, Dezembro 2000.
- [9] Comissão Nacional Portuguesa das Grandes Barragens, http://cnpgeb.inag.pt/gr_barragens/gbportugal/Belver.htm, Outubro 2010.
- [10] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “Caracterização do Sistema Eléctrico - Portugal Continental 1999”, <http://www.erse.pt>.
- [11] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “Caracterização do Sistema Eléctrico - Portugal Continental 2000”, <http://www.erse.pt>.
- [12] Gilson G. Krause, “Mercado Spot e Energia Elétrica: uma commodity como outra qualquer?”, Revista Brasileira de Energia Vol. 4, No. 1, 1995.
- [13] EDP - Energias de Portugal, <http://www.edp.pt/pt/media/bancodeimagens/Pages/BancodelImagens.aspx?ImageSubCategoryTitle=Hidroel%C3%A9ctricas>, Outubro 2010
- [14] L.A.F.M. Ferreira, S.J.P.S. Mariano, SNC Grave - “BX - Guia do Utilizador”, IOA, Setembro 2000;
- [15] S.J.P.S. Mariano - “Sistemas de Decisão Óptima em Coordenação Hidrotérmica para Planeamento Operacional”, Dissertação, UBI, Dezembro 2000;

Anexo I - Características da Central Hidroeléctrica de Belver

Utilizações	Energia
-------------	---------

Localização	
Distrito	Portalegre
Concelho	Gavião
Local	Belver
Bacia Hidrográfica	Tejo
Linha de Água	Rio Tejo

Características Hidrológicas	
Área da Bacia Hidrográfica	62802 km ²
Caudal de cheia	18000 m ³ /s

Características da Barragem	
Betão	Gravidade
Altura acima da fundação	30 m
Cota do coroamento	47,5 m
Comprimento do coroamento	327,5 m
Fundação	Xisto
Volume de betão	90 x 1000 m ³

Central Hidroeléctrica	
Tipo de central	Céu Aberto
Nº de grupos instalados	6
Tipo de grupos	Kaplan
Potência total Instalada	80,7 MW
Energia produzida em ano médio	176 GWh

Dados Gerais	
Promotor	HIDROTEJO
Dono de Obra (RSB)	HIDROTEJO
Projectista	A.Stucky
Construtor	SASIL - MILANO
Ano de Projecto	1945
Ano de Conclusão	1952

Características da Albufeira	
Área inundada ao NPA	2860 x 1000 m ²
Capacidade total	12500 x 1000 m ³
Capacidade útil	8500 x 1000 m ³
Nível de pleno armazenamento (NPA)	46,15 m
Nível de máxima cheia (NMC)	47,15 m
Nível mínimo de exploração (Nme)	41 m

Descarregador de Cheias	
Localização	No corpo da barragem
Tipo de controlo	Controlado
Tipo de descarregador	Sobre a barragem
Cota da crista da soleira	32 m
Desenvolvimento da soleira	170 m
Comportas	10 comportas vagão
Caudal máximo descarregado	18000 m ³
Dissipação de energia	Bacia de dissipação

Anexo II - Valores referentes ao estudo realizado no Capítulo 3

Variação de Afluência

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	50	260	470	680
01h - 02h	50	260	470	680
02h - 03h	50	260	470	680
03h - 04h	50	260	470	680
04h - 05h	50	260	470	680
05h - 06h	0	210	420	630
06h - 07h	0	210	420	630
07h - 08h	350	560	770	980
08h - 09h	370	580	790	1000
09h - 10h	300	510	720	930
10h - 11h	350	560	770	980
11h - 12h	350	560	770	980
12h - 13h	240	450	660	870
13h - 14h	200	410	620	830
14h - 15h	200	410	620	830
15h - 16h	0	210	420	630
16h - 17h	0	210	420	630
17h - 18h	0	210	420	630
18h - 19h	50	260	470	680
19h - 20h	250	460	670	880
20h - 21h	300	510	720	930
21h - 22h	350	560	770	980
22h - 23h	350	560	770	980
23h - 24h	350	560	770	980

Variação de Volume

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	7,634	7,918	8,703	9,481
01h - 02h	7,688	8,246	9,837	8,843
02h - 03h	7,742	8,584	8,581	8,451
03h - 04h	7,792	8,937	9,711	10,355
04h - 05h	7,839	9,301	8,433	9,761
05h - 06h	7,706	9,484	9,369	8,941
06h - 07h	7,576	9,671	7,911	8,224
07h - 08h	8,217	8,602	7,702	8,667
08h - 09h	8,879	7,727	7,576	9,193
09h - 10h	9,250	8,836	9,466	9,473
10h - 11h	9,815	10,168	9,157	9,970
11h - 12h	10,377	9,117	8,843	10,445
12h - 13h	10,553	10,028	10,532	10,535
13h - 14h	10,597	8,462	9,722	10,471
14h - 15h	10,676	9,243	8,865	10,406
15h - 16h	10,197	9,225	9,617	9,625
16h - 17h	9,697	9,193	10,391	8,807
17h - 18h	9,182	9,160	8,818	8,095
18h - 19h	8,548	9,322	9,754	7,576
19h - 20h	8,674	10,269	9,085	7,771
20h - 21h	9,009	9,070	8,591	8,138
21h - 22h	9,538	10,388	10,676	8,581
22h - 23h	10,093	9,337	10,395	9,027
23h - 24h	10,676	10,676	10,676	10,676

Variação de Caudal Turbinado

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	34	165	157	151
01h - 02h	35	169	155	857
02h - 03h	35	166	819	789
03h - 04h	36	162	156	151
04h - 05h	37	159	825	845
05h - 06h	37	159	160	858
06h - 07h	36	158	825	829
07h - 08h	172	857	828	857
08h - 09h	186	823	825	854
09h - 10h	197	202	195	852
10h - 11h	193	190	856	842
11h - 12h	194	852	857	848
12h - 13h	191	197	191	845
13h - 14h	188	845	845	848
14h - 15h	178	193	858	848
15h - 16h	133	215	211	847
16h - 17h	139	219	205	857
17h - 18h	143	219	857	828
18h - 19h	226	215	210	824
19h - 20h	215	197	856	826
20h - 21h	207	843	857	828
21h - 22h	203	194	191	857
22h - 23h	196	852	848	856
23h - 24h	188	188	692	522

Variação de Potência

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	3,53	17,17	17,11	17,15
01h - 02h	3,64	17,90	17,91	70,72
02h - 03h	3,65	17,93	67,57	65,53
03h - 04h	3,77	17,87	17,91	17,91
04h - 05h	3,88	17,87	66,95	74,65
05h - 06h	3,85	18,03	18,04	71,33
06h - 07h	3,73	18,10	63,97	65,75
07h - 08h	18,17	69,22	63,04	69,63
08h - 09h	20,30	62,98	62,30	72,52
09h - 10h	21,83	21,86	21,85	73,67
10h - 11h	22,03	22,10	72,41	75,32
11h - 12h	22,77	72,04	70,72	78,24
12h - 13h	22,63	22,70	22,61	78,60
13h - 14h	22,34	67,93	74,48	78,38
14h - 15h	21,30	21,41	70,87	78,01
15h - 16h	15,69	23,63	23,68	74,13
16h - 17h	15,99	23,99	23,98	70,51
17h - 18h	16,03	23,94	70,57	65,02
18h - 19h	23,75	23,74	23,75	62,26
19h - 20h	22,90	22,97	72,04	63,31
20h - 21h	22,57	71,43	69,15	65,24
21h - 22h	22,76	22,78	22,77	69,09
22h - 23h	22,66	73,08	77,95	71,74
23h - 24h	22,43	22,43	70,19	56,00

Variação de Desvio

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	-11,9	5,0	4,9	5,0
01h - 02h	-12,7	4,9	4,9	70,4
02h - 03h	-12,8	4,9	66,4	63,9
03h - 04h	-12,5	4,9	5,0	5,0
04h - 05h	-12,4	4,9	65,7	75,3
05h - 06h	-12,6	5,0	5,0	71,0
06h - 07h	-12,8	5,0	61,8	64,0
07h - 08h	4,5	67,8	60,2	68,3
08h - 09h	5,0	57,8	57,0	69,7
09h - 10h	4,9	5,0	5,0	69,2
10h - 11h	4,9	5,0	67,4	70,9
11h - 12h	4,9	66,0	64,3	73,6
12h - 13h	4,9	5,0	4,9	74,3
13h - 14h	4,9	61,4	69,5	74,3
14h - 15h	4,9	5,0	66,3	75,1
15h - 16h	-4,9	4,9	5,0	67,5
16h - 17h	-4,9	5,0	5,0	62,6
17h - 18h	-4,9	4,9	62,7	55,8
18h - 19h	5,0	4,9	4,9	52,7
19h - 20h	4,9	5,0	65,8	55,0
20h - 21h	4,9	65,4	62,6	57,8
21h - 22h	5,0	5,0	5,0	62,4
22h - 23h	4,7	67,2	73,2	65,5
23h - 24h	4,9	4,9	64,1	46,5

Variação do Custo

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	61,10	-19,26	-18,96	-19,17
01h - 02h	65,32	-19,02	-19,07	0,00
02h - 03h	65,69	-18,86	0,00	0,00
03h - 04h	64,20	-19,11	-19,32	-19,32
04h - 05h	63,64	-19,03	0,00	0,00
05h - 06h	64,46	-19,30	-19,32	0,00
06h - 07h	65,72	-19,24	0,00	0,00
07h - 08h	-17,57	0,00	0,00	0,00
08h - 09h	-19,15	0,00	0,00	0,00
09h - 10h	-32,03	-32,28	-32,20	0,00
10h - 11h	-32,01	-32,52	0,00	0,00
11h - 12h	-31,83	0,00	0,00	0,00
12h - 13h	-31,92	-32,47	-31,72	0,00
13h - 14h	-18,95	0,00	0,00	0,00
14h - 15h	-18,81	-19,32	0,00	0,00
15h - 16h	18,99	-19,02	-19,29	0,00
16h - 17h	18,98	-19,30	-19,29	0,00
17h - 18h	18,86	-19,06	0,00	0,00
18h - 19h	-32,20	-32,10	-32,14	0,00
19h - 20h	-31,95	-32,50	0,00	0,00
20h - 21h	-31,82	0,00	0,00	0,00
21h - 22h	-32,20	-32,34	-32,23	0,00
22h - 23h	-18,16	0,00	0,00	0,00
23h - 24h	-18,84	-18,84	0,00	0,00

Anexo III - Valores referentes ao estudo realizado no Capítulo 4

Variação da Tarifa

	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
	Húmido	Seco	Húmido	Seco	Húmido	Seco	Húmido	Seco
Tarifa em Vazio	4,79	5,70	0,00	0,00	7,00	8,00	8,06	8,39

Variação de Afluência

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	100	100	100	100
01h - 02h	100	100	100	100
02h - 03h	100	100	100	100
03h - 04h	100	100	100	100
04h - 05h	50	50	50	50
05h - 06h	0	0	0	0
06h - 07h	0	0	0	0
07h - 08h	0	0	0	0
08h - 09h	0	0	0	0
09h - 10h	0	0	0	0
10h - 11h	0	0	0	0
11h - 12h	0	0	0	0
12h - 13h	100	100	100	100
13h - 14h	100	100	100	100
14h - 15h	50	50	50	50
15h - 16h	0	0	0	0
16h - 17h	0	0	0	0
17h - 18h	0	0	0	0
18h - 19h	0	0	0	0
19h - 20h	0	0	0	0
20h - 21h	0	0	0	0
21h - 22h	0	0	0	0
22h - 23h	0	0	0	0
23h - 24h	0	0	0	0

Variação de Volume

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	11,033	11,033	11,033	11,033
01h - 02h	11,393	11,393	11,393	11,303
02h - 03h	11,753	11,753	11,753	11,573
03h - 04h	12,113	12,113	12,023	11,843
04h - 05h	12,293	12,293	12,113	11,933
05h - 06h	12,293	12,293	12,023	11,843
06h - 07h	12,293	12,293	11,933	11,753
07h - 08h	12,207	12,207	11,840	11,660
08h - 09h	12,088	12,088	11,717	11,537
09h - 10h	11,689	11,689	11,314	11,131
10h - 11h	11,278	11,278	10,897	10,709
11h - 12h	10,839	10,839	10,450	10,259
12h - 13h	10,763	10,763	10,367	10,169
13h - 14h	10,936	10,936	10,537	10,529
14h - 15h	10,961	10,961	10,558	10,551
15h - 16h	10,789	10,789	10,558	10,551
16h - 17h	10,551	10,551	10,317	10,551
17h - 18h	10,310	10,310	10,072	10,310
18h - 19h	10,072	10,072	10,072	10,072
19h - 20h	9,856	9,856	9,856	9,856
20h - 21h	9,647	9,647	9,647	9,647
21h - 22h	9,431	9,431	9,431	9,431
22h - 23h	9,212	9,212	9,212	9,212
23h - 24h	8,999	8,999	8,999	8,999

Variação de Caudal Turbinado

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	0	0	0	0
01h - 02h	0	0	0	25
02h - 03h	0	0	0	25
03h - 04h	0	0	25	25
04h - 05h	0	0	25	25
05h - 06h	0	0	25	25
06h - 07h	0	0	25	25
07h - 08h	24	24	26	26
08h - 09h	33	33	34	34
09h - 10h	111	111	112	113
10h - 11h	114	114	116	117
11h - 12h	122	122	124	125
12h - 13h	121	121	123	125
13h - 14h	52	52	53	0
14h - 15h	43	43	44	44
15h - 16h	48	48	0	0
16h - 17h	66	66	67	0
17h - 18h	67	67	68	67
18h - 19h	66	66	0	66
19h - 20h	60	60	60	60
20h - 21h	58	58	58	58
21h - 22h	60	60	60	60
22h - 23h	61	61	61	61
23h - 24h	59	59	59	59

Variação de Potência

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	0,00	0,00	0,00	0,00
01h - 02h	0,00	0,00	0,00	3,07
02h - 03h	0,00	0,00	0,00	3,10
03h - 04h	0,00	0,00	3,15	3,13
04h - 05h	0,00	0,00	3,16	3,14
05h - 06h	0,00	0,00	3,15	3,13
06h - 07h	0,00	0,00	3,14	3,12
07h - 08h	3,04	3,04	3,27	3,25
08h - 09h	4,24	4,24	4,32	4,29
09h - 10h	13,94	13,94	13,85	13,88
10h - 11h	14,09	14,09	14,11	14,13
11h - 12h	14,82	14,82	14,81	14,80
12h - 13h	14,65	14,65	14,64	14,73
13h - 14h	6,35	6,35	6,34	0,00
14h - 15h	5,31	5,31	5,32	5,32
15h - 16h	5,85	5,85	0,00	0,00
16h - 17h	7,85	7,85	7,88	0,00
17h - 18h	7,88	7,88	7,91	7,88
18h - 19h	7,67	7,67	0,00	7,67
19h - 20h	6,88	6,88	6,88	6,88
20h - 21h	6,58	6,58	6,58	6,58
21h - 22h	6,73	6,73	6,73	6,73
22h - 23h	6,77	6,77	6,77	6,77
23h - 24h	6,47	6,47	6,47	6,47

Variação de Desvio

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	-16,3	-16,3	-16,3	-16,3
01h - 02h	-17,3	-17,3	-17,3	-13,5
02h - 03h	-17,3	-17,3	-17,3	-13,5
03h - 04h	-17,2	-17,2	-13,3	-13,3
04h - 05h	-17,2	-17,2	-13,3	-13,3
05h - 06h	-17,4	-17,4	-13,4	-13,5
06h - 07h	-17,4	-17,4	-13,6	-13,6
07h - 08h	-14,2	-14,2	-13,9	-13,9
08h - 09h	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9
09h - 10h	-4,9	-4,9	-5,0	-4,9
10h - 11h	-4,9	-4,9	-4,9	-4,9
11h - 12h	-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
12h - 13h	-5,0	-5,0	-5,0	-4,9
13h - 14h	-14,9	-14,9	-14,9	-22,8
14h - 15h	-15,0	-15,0	-14,9	-14,9
15h - 16h	-17,1	-17,1	-24,4	-24,4
16h - 17h	-15,0	-15,0	-15,0	-24,7
17h - 18h	-15,0	-15,0	-14,9	-15,0
18h - 19h	-15,0	-15,0	-24,5	-15,0
19h - 20h	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9
20h - 21h	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9
21h - 22h	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9
22h - 23h	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0
23h - 24h	-14,9	-14,9	-14,9	-14,9

Variação de Custo

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00h - 01h	111,40	0,00	144,67	170,84
01h - 02h	118,00	0,00	153,24	115,28
02h - 03h	118,55	0,00	153,97	115,63
03h - 04h	117,54	0,00	96,51	114,01
04h - 05h	117,73	0,00	96,62	114,14
05h - 06h	118,62	0,00	97,66	115,37
06h - 07h	119,25	0,00	98,43	116,27
07h - 08h	121,64	121,64	119,19	119,43
08h - 09h	127,96	127,96	127,15	127,43
09h - 10h	41,89	41,89	42,78	42,54
10h - 11h	42,49	42,49	42,21	42,07
11h - 12h	42,76	42,76	42,81	42,99
12h - 13h	42,98	42,98	43,12	42,11
13h - 14h	127,71	127,71	127,83	238,85
14h - 15h	128,06	128,06	127,89	127,91
15h - 16h	179,34	179,34	255,32	255,32
16h - 17h	128,41	128,41	128,08	259,23
17h - 18h	128,20	128,20	127,89	128,20
18h - 19h	128,23	128,23	256,68	128,23
19h - 20h	127,96	127,96	127,96	127,96
20h - 21h	127,87	127,87	127,87	127,87
21h - 22h	127,70	127,70	127,70	127,70
22h - 23h	128,36	128,36	128,36	128,36
23h - 24h	127,63	127,63	127,63	127,63